

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ (ПЛАСТ Ю₁⁴) НА НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

УДК 622.243.23(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5В	Твердохлебов Тарас Игоревич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Ковалев Артем Владимирович	к.т.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Кашук Ирина Вадимовна	к.т.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Черемискина Мария Сергеевна	-		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна	-		

Томск – 2019 г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов
P6	Внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов.

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): «Нефтегазовое дело» 21.03.01
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) Максимова Ю.А.
 (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5В	Твердохлебов Тарасу Игоревичу

Тема работы:

«Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины (пласт Ю ₁ ⁴) на нефтегазоконденсатном месторождении (Томская область)»	
Утверждена приказом директора (дата, номер):	08.02.2019, 1020/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	24 мая 2019
--	-------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Геологические условия бурения 2. Глубина по вертикали: по расчету 3. Тип профиля: наклонно-направленный 4. Данные по профилю: длина вертикального участка 50 м, допустимая интенсивность изменения зенитного угла в интервале набора 1,5 град/10 м, отход на кровлю продуктивного пласта 800 м, максимальный зенитный угол в интервале установки ГНО не более 45 град, максимально допустимая интенсивность искривления в интервале установки ГНО 0,18 град/10 м, глубина спуска ГНО определить 5. Глубина спуска эксплуатационной колонны: выбрать 6. Способ цементирования: по расчету 7. Способ перфорации: кумулятивный 8. Минимальный уровень жидкости в эксплуатационной колонне: до полного опорожнения
--	--

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ <ol style="list-style-type: none"> 1.1. Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ 1.2. Геологические условия бурения 1.3. Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади) 1.4. Зоны возможных осложнений 1.5. Исследовательские работы 2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ <ol style="list-style-type: none"> 2.1. Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины 2.2. Обоснование конструкции скважины 2.3. Углубление скважины 2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин 2.5. Выбор буровой установки 3. СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ
<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. ГТН (геолого-технический наряд) 2. КНБК (компоновка низа буровой колонны)
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</p> <p><i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p>	<p>Кащук Ирина Вадимовна, к.т.н., доцент отделения социально-гуманитарных наук</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>Черемискина Мария Сергеевна, ассистент отделения общетехнических дисциплин</p>

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	4 февраля 2019
--	----------------

Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Ковалев Артём Владимирович	к.х.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5В	Твердохлебов Тарас Игоревич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5В	Твердохлебову Тарасу Игоревичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	СНиП IV-5-82. Сборник 49. Скважины на нефть и газ; рыночные цены.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы времени на бурение согласно ЕНВ; расходование ресурсов согласно технологической части проекта.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Взносы во внебюджетные организации – 30%; НДС – 20%.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала инженерных решений (ИР)	Потенциальные потребители проекта; SWOT-анализ.
2. Формирование плана и графика разработки и внедрения ИР	Нормативная карта строительства скважины; линейный график проведения работ.
3. Составление сметы инженерного проекта	Сметный расчет стоимости бурения и крепления скважины; сводный сметный расчет.
4. Оценка ресурсной, финансовой, социальной, бюджетной эффективности ИР и потенциальных рисков	Расчет экономической эффективности при внедрении нового долота.

Перечень графического материала(с точным указанием обязательных чертежей)

1. Матрица SWOT
2. Линейный календарный график
3. Нормативная карта

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	04.02.2019
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Кашук Ирина Вадимовна	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5В	Твердохлебов Тарас Игоревич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5В	Твердохлебову Тарасу Игоревичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</p> <ul style="list-style-type: none"> – вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения) – опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы) – негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу) – чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера) 	<p>Объект исследования: строительство эксплуатационной наклонно-направленной скважины на нефтегазоконденсатном месторождении Томской области.</p>
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p>	<p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1 Проанализировать выявленные вредные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения:</p> <ul style="list-style-type: none"> – повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны в условиях местности приравненной к районам крайнего севера; – повышенный уровень шума; – повышенный уровень вибрации; – недостаточное освещение рабочей зоны; – повышенная запыленность и загазованность; – повреждения в результате контакта с насекомыми – необходимые средства защиты от вредных факторов. <p>1.2 Проанализировать выявленные опасные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения:</p> <ul style="list-style-type: none"> – движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования; – поражение электрическим током; – возникновение пожаров; – необходимые средства защиты от опасных факторов.
<p>2. Экологическая безопасность</p> <ul style="list-style-type: none"> – анализ воздействия объекта на 	<p>2. Экологическая безопасность</p> <ul style="list-style-type: none"> – анализ воздействия объекта на атмосферу

<p>атмосферу (выбросы);</p> <ul style="list-style-type: none"> – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); 	<p>(выбросы, выхлопные газы);</p> <ul style="list-style-type: none"> – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы, утечка горючесмазочных материалов, поглощение бурового раствора); – анализ воздействия объекта на литосферу.
<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях</p> <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий 	<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях</p> <ul style="list-style-type: none"> – анализ возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС: -ГНВП; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны 	<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные правовые нормы трудового законодательства (на основе инструкции по охране труда при производстве инженерно-геологических изысканий); – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны (организация санитарно-бытового обслуживания рабочих).

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	4 февраля 2019
--	----------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Черемискина Мария Сергеевна	-		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5В	Твердохлебов Тарас Игоревич		

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Уровень образования: бакалавриат
 Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения: осенний / весенний семестр 2018 /2019 учебного года

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	24 мая 2019
--	-------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
20.03.2019	1. Геологическая и технологическая части	65
01.05.2019	2. Специальная часть и графические приложения	30
28.05.2019	3. Предварительная защита	5

СОСТАВИЛ:
Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Ковалёв Артем Владимирович	К.Т.Н.		

СОГЛАСОВАНО:
Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна	-		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 75 страниц, 26 таблиц, 12 рисунков, 54 литературных источника, 14 приложений.

Ключевые слова: бурение, проектирование, комбинированная эксплуатационная колонна, горизонтальный участок ствола, нефть.

Объектом исследования является нефтегазоконденсатное месторождение Томской области.

Целью работы является проектирование наклонно-направленной скважины.

В работе были разработаны технологические решения и рекомендации для строительства скважины глубиной 2377 метров.

В специальной части проекта рассмотрена классификация морских стационарных платформ.

Область применения исследований – буровые и сервисные компании, специализирующиеся на строительстве и заканчивании скважины и техническом сопровождении этих процессов.

Все технологические решения для строительства скважины приняты с учетом современных достижений в области технологии и техники строительства скважины.

Определения и сокращения

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

Скважина: Цилиндрическая горная выработка в земной коре, сооружаемая без доступа в неё человека, которая характеризуется относительно небольшим диаметром по сравнению с ее длиной.

Газонефтеводопроявление: Поступление пластового флюида в ствол скважины, не предусмотренное технологией работ.

В данной работе применены следующие сокращения с соответствующими расшифровками:

ВЗД – винтовой забойный двигатель;

ГНВП – газонефтеводопроявление;

ГНО – глубинно-насосное оборудование;

КИН – коэффициент извлечения нефти;

КНБК – компоновка низа бурильной колонны;

СИЗ – средства индивидуальной защиты;

ПАВ – поверхностно-активные вещества

СНС – статическое напряжение сдвига;

СПО – спуско-подъемные операции;

УБТ – утяжеленные бурильные трубы;

ЗУМППФ – зона успокоения механических примесей пластового флюида;

МС – мягкие породы с пропластками средней твердости;

АНПД – аномально-низкое пластовое давление;

АВПД – аномально-высокое пластовое давление;

ПЗС – призабойная зона скважины;

ГСМ – горюче-смазочные материалы.

Оглавление

Введение	15
1 Общая и геологическая часть	16
1.1 Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ.....	16
1.2 Геологические условия бурения	16
1.3 Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)	16
1.4 Зоны возможных осложнений	16
2 Технологическая часть.....	17
2.1 Обоснование и расчет профиля скважины.....	17
2.2 Обоснование конструкции скважины	19
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя	19
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений.....	19
2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	20
2.2.4 Выбор интервалов цементирования	21
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн.....	22
2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины.....	22
2.3 Углубление скважины	24
2.3.1 Выбор способа бурения.....	24
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента	24
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород	25
2.3.4 Расчет частоты вращения долота.....	26
2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя.....	28
2.3.6 Выбор компоновки бурильной колонны	30
2.3.7 Расчет требуемых расходов бурового раствора.....	30
2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	33
2.3.9 Выбор гидравлической программы промывки скважины.....	34
2.3.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна	34
2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин	34

2.4.1	Расчет обсадных колонн.....	35
2.4.1.1	Расчет наружных избыточных давлений.....	35
2.4.1.2	Расчет внутренних избыточных давлений	37
2.4.1.3	Конструирование обсадной колонны по длине.....	39
2.4.2	Расчет процесса цементирования скважин	40
2.4.2.1	Выбор способа цементирования обсадных колонн	40
2.4.2.2	Расчет объема тампонажной смеси и количества составных компонентов.....	40
2.4.2.3	Обоснование типа и расчет объема буферной и продавочной жидкостей	41
2.4.2.4	Выбор типа и расчет необходимого количества цементировочного оборудования	42
2.4.3	Выбор технической оснастки обсадных колонн	42
2.4.4	Проектирование процессов испытания и освоения скважины	43
2.4.4.1	Выбор жидкости глушения	43
2.4.4.2	Выбор пластоиспытателя	43
2.4.4.3	Освоение скважины	43
2.5	Выбор буровой установки.....	45
3	Специальная часть.....	46
3.1	Вызов притока из пласта при освоении скважины.....	46
3.1.1	Физические основы процессов.....	46
3.1.2	Критерии выбора метода вызова притока	48
3.2	Методы и способы вызова притока и освоения скважин	49
3.2.1	Метод облегчения столба жидкости в скважине	49
3.2.2	Метод понижения уровня.....	50
3.2.3	Метод «мгновенной» депрессии	51
3.3	Другие способы вызова притока.....	52
4	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	56
4.1	Оценка коммерческого потенциала инженерных решений.....	56
4.1.1	Потенциальные потребители проекта	56

4.1.2	SWOT-анализ	56
4.2	Расчет нормативной продолжительности строительства скважины.....	57
4.2.1	Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины.....	57
4.2.2	Определение рейсовой, механической и коммерческой скоростей бурения.....	59
4.2.2	Линейных календарный график выполнения работ	60
4.3	Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли (НГО).....	61
4.4	Расчет эффективности мероприятия по внедрению новой технологии..	62
5	Социальная ответственность	64
5.1	Производственная безопасность	65
5.1.1	Характеристика вредных факторов изучаемой производственной среды.....	65
5.1.2	Характеристика опасных факторов изучаемой производственной среды.....	68
5.2	Экологическая безопасность	70
5.2.1	Атмосфера	70
5.2.2	Гидросфера.....	71
5.2.3	Литосфера.....	71
5.3	Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	73
5.4	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	74
5.4.1	Специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны)	74
5.4.2	Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны....	75
	Заключение	76
	Список литературы	77
	Приложение А	82
	Приложение Б.....	83
	Приложение В	89
	Приложения Г.....	92

Приложение Д	94
Приложение Е.....	95
Приложение Ж	96
Приложение З.....	101
Приложение И	105
Приложение К	107
Приложение Л	108
Приложение М	109
Приложение Н	122
Приложение О	123

Введение

Разработка нефтяных и газовых месторождений на сегодняшний день практически немыслима без сооружения скважин. Скважины в свою очередь в зависимости от назначения могут служить разным целям, таким как разведка и уточнение запасов углеводородного сырья, непосредственная добыча нефти и газа, закачка различных агентов в пласт в рамках системы поддержания пластового давления и пр.

Однако на сегодняшний день в связи с истощением большинства эксплуатируемых месторождений и необходимостью поддержания уровня добычи на требуемом уровне требуется введение в разработку новых площадей с запасами, относимыми к трудноизвлекаемым. Таким образом, перед бурением все чаще ставятся задачи, связанные с проводкой скважин в осложненных условиях.

Такое положение дел вынуждает разрабатывать новые технологии, способствующие увеличению эффективности процесса бурения. Уже сегодня мы можем увидеть повсеместное внедрение систем верхнего привода, успешный опыт применения роторных управляемых систем, многокилометровые горизонтальные стволы, бурение на депрессии и др.

Несмотря на все плюсы новых технологий, их применение должно быть экономически обоснованно. Поэтому проектирование строительства скважин должно рассматривать этот процесс со всех возможных сторон.

Исходя из всего вышеизложенного, выполняемая работа является актуальной.

Целью данной выпускной квалификационной работы является проектирование строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком и комбинированной эксплуатационной колонной на нефтегазоконденсатном месторождении Томской области. Данный проект включает в себя проектирование всех основных технологических и технических аспектов в процессе строительства скважины.

1 Общая и геологическая часть

1.1 Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ

Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ представлена в приложении А.

1.2 Геологические условия бурения

Проектный стратиграфический разрез представлен в таблице Б.1 приложения Б.

Литологическая характеристика разреза представлена в таблице Б.2.

В таблице Б.3 представлен прогноз физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины.

Прогноз давлений и температур по разрезу представлен в таблице Б.4.

1.3 Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)

Газонефтеводоносность по разрезу скважины представлена в приложении В.

1.4 Зоны возможных осложнений

Возможные осложнения по разрезу скважины представлены в таблице Г.1 приложения Г.

2 Технологическая часть

2.1 Обоснование и расчет профиля скважины

Проектный профиль скважины должен отвечать нескольким требованиям, в числе которых: выполнение скважиной поставленной задачи при требуемом качестве; вскрытие пласта (геологического объекта) в заданной точке при допустимых отклонениях от нее; максимально высокие дебит скважины и коэффициент извлечения нефти; максимально возможное сохранение коллекторских свойств продуктивного горизонта; оптимальное соотношение затрат средств и времени на сооружение скважины.

Согласно технического задания на бурение скважины: длина вертикального участка 50 м, допустимая интенсивность изменения зенитного угла в интервале набора 1,5 град/10 м, отход на кровлю продуктивного пласта 800 м, максимальный зенитный угол в интервале установки ГНО не более 45 град, максимально допустимая интенсивность искривления в интервале установки ГНО 0,18 град/10 м.

В соответствии с техническим заданием, максимальный зенитный угол должен составлять не более 45°. Руководствуясь этим, выбираем J-образный профиль скважины.

Расчетные данные по профилю ствола скважины представлены в таблице Д.1 приложения Д. Проектируемый профиль скважины с горизонтальным участком представлен на рисунке 1.

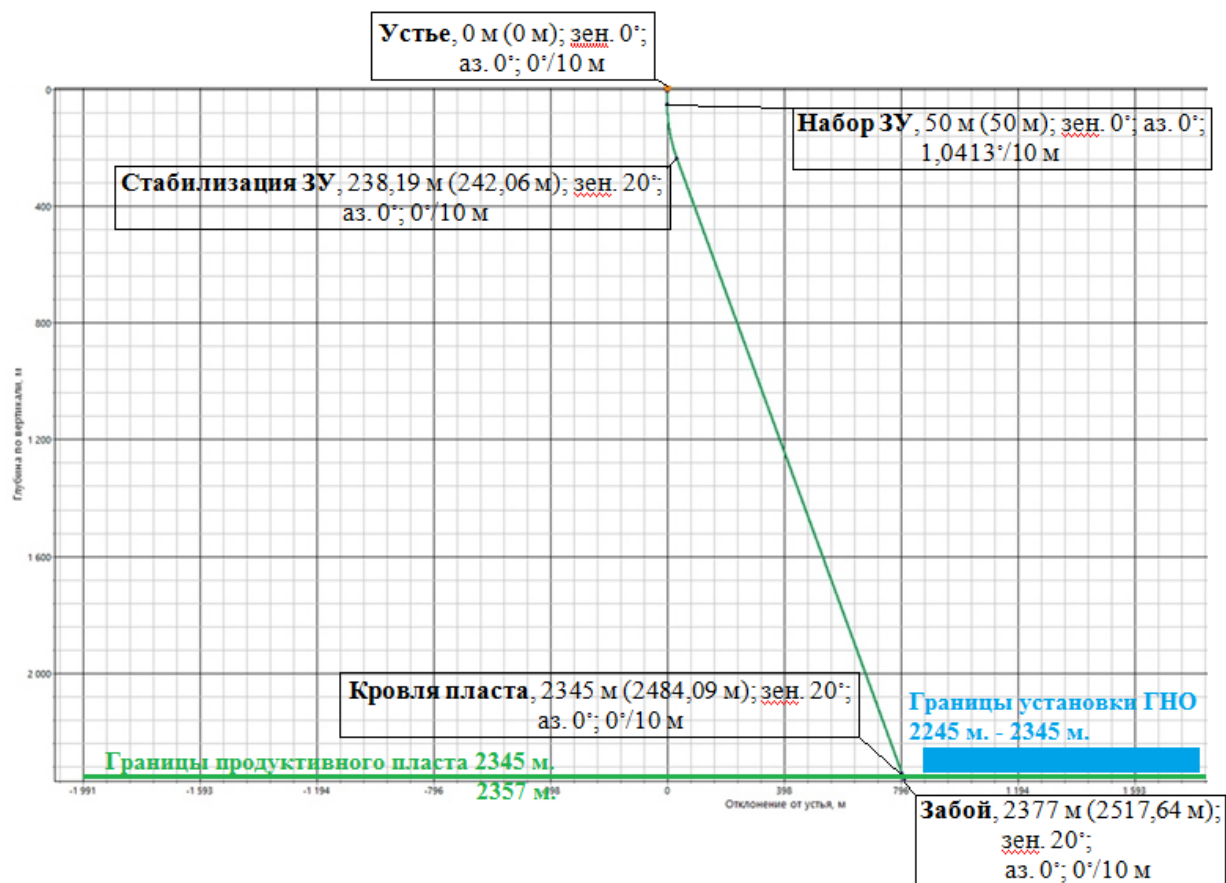


Рисунок 1 – Проектный профиль скважины

2.2 Обоснование конструкции скважины

Конструкция скважины обусловлена заданными условиями, профилем скважины, возможными осложнениями, а также различными условиями. Далее проведен расчет и обоснование конструкции скважины.

2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

Конструкция забоя – соотношение элементов системы скважины-крепь в интервале продуктивного пласта, обеспечивающие устойчивость ствола, разобщение нефте- и водонапорных горизонтов, проведение технико-технологических воздействий на пласт, ремонтно-изоляционные работы, а также продолжительную скважину с оптимальным значением дебита.

Условием для выбора конструкции эксплуатационного забоя является обозначение способа перфорации (кумулятивный) техническим заданием, то есть предусмотрены работы по перфорации скважины. В связи с этим приоритетна конструкция эксплуатационного забоя закрытого типа со сплошной колонной.

Указанный способ заканчивания позволит добиться качественного крепления стенок скважины, избежать заколонных перетоков и является наиболее экономичным и менее трудозатратным, нежели иные.

Обобщив, выбираем полностью цементируемую эксплуатационную колонну в качестве способа заканчивания скважины.

2.2.2 Построение совмещенного графика давлений

Совмещенный график давлений демонстрирует изменение давлений гидроразрыва пород, пластовых давлений и давлений столба бурового раствора по глубине скважины. По графику давлений также определяется число и глубина спуска обсадных промежуточных колонн.

Совмещенный график давлений представлен на рисунке Е.1 приложения Е.

Анализ графика позволяет заключить, что несовместимые по условиям бурения интервалы в данном разрезе отсутствуют.

2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

С целью обеспечения циркуляции бурового раствора с применением вертикальных шламовых насосов в процессе бурения интервалов под направление и кондуктор, проектируем предварительную раскопку шахты размерами $2 \times 2 \times 1,5$ м и установку в неё металлического короба.

По заданию длина вертикального участка равна 50 м. Следовательно, направление пробуривается на 50 м, оно не перекрывает пласт четвертичных отложений полностью. Но плотности и реологических свойств бурового раствора хватит, чтобы удержать стенки скважины от обвала.

Параметры подбора глубины спуска кондуктора указаны в таблице 1. Расчёты были проведены в программном продукте Microsoft Excel по методике, приведенной в методических указаниях «Заканчивание скважин» [2]. Согласно им, максимальная глубина спуска кондуктора составляет 1350 м, этого достаточно для перекрытия интервалов осыпей и обвалов.

Таблица 1.1 – Результаты расчета глубины спуска кондуктора (по нефти)

ИМЯ ПЛАСТА	$J_{\text{звс}} \text{ Ю}_1^3$	$J_{\text{звс}} \text{ Ю}_1^4$
$L_{\text{кр}}$	2340	2345
$\Gamma_{\text{пл}}$	0,098	0,098
$\Gamma_{\text{грп}}$	0,17	0,17
ρ_n	685	670
Пластовое давление	229,32	229,81
$L_{\text{кондmin}}$	760	785
Запас	1,08	1,08
Принимаемая глубина	785	

Таблица 1.2 – Результаты расчета глубины спуска кондуктора (по нефти)

ИМЯ ПЛАСТА	$J_3 \text{ vs } Ю_1^3$	$J_3 \text{ vs } Ю_1^4$
$L_{кр}$	2339,9	2344,9
$\Gamma_{пл}$	0,098	0,098
$\Gamma_{грп}$	0,17	0,17
$y=$	0,74	0,74
Расчетные значения		
$P_{пл}$	229,3102	229,8002
$P_{гр}$	231	231
e^s	1,07	1,07
$P_{пл} / e_s$	213,90	214,27
$L_{кондmin}$	1350	1350
Требуемый запас	1,08	1,08
Принимаемая глубина	1350	

Глубина проектного забоя скважины составляет 2377 м, что на 20 м ниже подошвы продуктивного пласта: нижние 20 метров отводятся под ЗУМППФ.

Конструкция скважины одноколонная, так как она содержит направление, кондуктор и эксплуатационную колонну.

2.2.4 Выбор интервалов цементирования

В соответствии с требованиями «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [14]:

– направление и кондуктор цементируются на всю длину – 0-50 м и 0-1425 м соответственно;

– при наличии газовых пластов эксплуатационная колонна цементируется с учетом перекрытия башмака предыдущей обсадной колонны на 500 м – 983-2517 м.

2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Расчет диаметров скважины осуществляется снизу-вверх. При этом исходным значением являются диаметры комбинированной эксплуатационной колонны. Результаты расчетов конструкции скважины представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Результаты проектирования конструкции скважины

Колонна	Глубина спуска, м				Интервал цементирования, м		внешний диаметр обсадной колонны, мм	диаметр бурового долота на интервале, м
	расчетная по вертикали	запроектированная по вертикали	расчетная по стволу	запроектированная по стволу	по вертикали	по стволу		
Направление	50	50	50	50	0-50	0-50	323,9	393,7
Кондуктор	1350	1350	1425	1425	0-1350	0-1425	244,5	295,3
Эксплуатационная колонна	2377	2377	2517	2517	850-2377	893-2517	168,3	215,9

2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины

При выборе противовыбросового оборудования и колонной обвязки необходимо учитывать величину максимального устьевого давления $P_{му}$, которая для нефтяных пластов рассчитывается по формуле 1:

$$P_{му} = P_{пл} - \rho_n \times g \times H_{кр}, \quad (1)$$

где $P_{му}$ – максимальное давление на устье при флюидопроявлении;

$P_{пл}$ – пластовое давление в кровле продуктивного пласта, МПа;

ρ_n – плотность нефти, кг/м³;

g – ускорение свободного падения, равное 9,81 м/с²;

$H_{кр}$ – глубина залегания кровли продуктивного пласта, м.

Если рассчитанное $P_{му}$ меньше давления насыщения попутного газа, то $P_{му}$ рассчитывается по формуле 2:

$$P_{му} = \frac{P_{нас}}{e^{10^{-4} \times \gamma_{отн} \times H_{кр}}}, \quad (2)$$

где e – основание натурального логарифма;

$\gamma_{отн}$ – относительная плотность газа по воздуху;

$H_{кр}$ – высота столба газа при закрытом устье, м.

Для газовых пластов $P_{му}$ рассчитывается по формуле 3:

$$P_{му} = \frac{P_{пл}}{e^{10^{-4} \times \gamma_{отн} \times H_{кр}}}, \quad (3)$$

где $H_{кр}$ – глубина залегания кровли продуктивного пласта, м.

Результаты расчетов $P_{му}$ приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Максимальные устьевые давления в пластах скважины

Пласт	Максимальное устьевое давление, МПа
J ₃ vs Ю ₁ ³	19,6
J ₃ vs Ю ₁ ⁴	19,7

Кроме максимального устьевого давления, при выборе колонных обвязок учитываются диаметры обвязываемых колонн. В данном случае это кондуктор (диаметр 244,5 мм), и эксплуатационная колонна (диаметр 168,3 мм). Для обвязки проектируемой скважины допустимо использовать колонную обвязку ОКО1-35-168х245 К1 ХЛ.

Противовыбросовое оборудование выбирается с учетом условного диаметра прохода превенторного блока и манифольда, а также рабочего давления и схемы обвязки. Примем схему ОП5-230/80х35 с рабочим давлением 35 МПа с условным диаметром прохода превенторного блока 230 мм и манифольдом с условным диаметром 80 мм.

2.3 Углубление скважины

Технология строительства скважины обусловлена заданными условиями, профилем скважины, возможными осложнениями, а также различными условиями. Далее приведен расчет и обоснование технологических параметров строительства скважины.

2.3.1 Выбор способа бурения

Выбор способа бурения по интервалам производится с учетом исходных горно-геологических условий бурения. Запроектированные способы бурения представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Способы бурения по интервалам скважины

Интервал	Обсадная колонна	Способ бурения
0-50	Направление	Роторный
50-1350	Кондуктор	С применением ВЗД
1350-2377	Эксплуатационная колонна	Совмещенный (с помощью ротора и ВЗД)

2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Для строительства скважины проектируется использовать 3 долота. Для бурения интервала под направление проектируется шарошечное долото диаметром 393,7 мм, которое обеспечит высокую механическую скорость бурения. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими породами, а проектирование долота с резцами PDC для заданного диаметра нерентабельно.

Для бурения интервалов под кондуктор и эксплуатационную колонну проектируются долота с резцами PDC. Данный выбор является оптимальным исходя из технико-экономических показателей данных долот. Выборка долот представлена в таблице 5

Таблица 5 – Характеристики долот для строительства проектируемой скважины

Интервал		0-50	50-1350	1350-2377
Шифр долота		БИТ 393,7 Z1RSMRD1J	БИТ 295,3 В 616 УМ.38	БИТ 215,9 ВТ 613 УСВ.323-01
Тип долота		Шарошечное	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		393,7	295,3	215,9
Тип горных пород		M3	MC3	C3
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-152	3-152	3-177
	API	7 5/8 Reg	6 5/8 Reg	7 5/8 Reg
Длина, м		0,4	0,441	0,37
Масса, кг		180	90	43
G, т	Рекомендуемая	2-8	2-8	2-6
	Предельная	10	10	10
n, об/мин	Рекомендуемая	40-600	80-400	80-175
	Предельная	600	400	175

2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

Для интервала бурения под направление проектируется осевая нагрузка ниже рекомендуемой, поскольку она достаточна для создания усилия разрушения горной породы, но при этом не вызывает износа опор долота. Для остальных интервалов бурения осевые нагрузки выбираются согласно известной методике. Исходные данные представлены в таблице 6. Расчёты были проведены по методике, приведенной в методических указаниях «Технология бурения нефтяных и газовых скважин.» [1]. Результаты проектирования приведены в таблице 7.

Таблица 6 – Исходные данные для расчета осевой нагрузки на долото по интервалам бурения

Интервал	0-50	50-1350	1350-2377
Исходные данные			
D _д , см	39,37	29,53	21,59
G _{пред} , кН	98,07	98,07	98,07

Таблица 7 – Результаты проектирования расчета осевой нагрузки на долото по интервалам бурения

Интервал	0-50	50-1350	1350-2377
Результаты проектирования			
G _{доп} , кН	78,46	78,46	78,46
G _{проект} , кН	50	78	78

2.3.4 Расчет частоты вращения долота

Для всех интервалов бурения частоты вращения породоразрушающего инструмента проектируются согласно методике, обеспечивающей требуемую скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения.

Исходные данные для расчета частот вращения долот по интервалам бурения представлены в таблице 8. Результаты расчета частот вращения долот по интервалам горных пород представлены в таблице 9.

Таблица 8 – Исходные данные для проектирования частот вращения долот по интервалам бурения

Интервал	0-50	50-1350	1350-2377
Исходные данные			
V _л , м/с	2,8	1,5	1,5
D _д	м	0,3937	0,2953
	мм	393,7	295,3
τ, мс	-	-	-
Z	-	-	-
α	-	-	-

Расчет частоты вращения для шарошечных долот производится из условий:

- создания оптимальной линейной скорости на периферийном венце шарошки;
- времени контакта зубьев долота с горной породой;
- стойкости опор.

Для долот PDC частота вращения производится только из условия создания оптимальной периферийной скорости на периферии долота.

Частота вращения долота n_1 из условия создания оптимальной скорости на периферии рассчитывается по формуле 4:

$$n_1 = 19,1 \times \frac{V_{\text{л}}}{D_{\text{д}}}, \quad (4)$$

где $V_{\text{л}}$ – рекомендуемая линейная скорость на периферии долота, м/с;
 $D_{\text{д}}$ – диаметр долота, м.

Частота вращения долота n_2 по минимально допустимому времени контакта зуба долота с породой производится по формуле 5:

$$n_2 = 0,6 \times 10^5 \times \frac{d_{\text{ш}}}{\tau \times z \times D_{\text{д}}}, \quad (5)$$

где $d_{\text{ш}}$ – диаметр шарошки, мм; τ – минимальное время контакта зуба долота с породой, мс;

z – число зубьев на периферийном венце шарошки;

$D_{\text{д}}$ – диаметр долота, мм.

Частота вращения долота n_3 по стойкости опоры производится по формуле 6:

$$n_3 = \frac{T_0}{0,02 \times (\alpha + 2)}, \quad (6)$$

где α – коэффициент, характеризующий свойства горной породы; T_0 – стойкость опоры, час.

Стойкость опоры T_0 определяется по формуле 7:

$$T_0 = 0,0935 \times D_{\text{д}}, \quad (7)$$

где $D_{\text{д}}$ – диаметр долота, мм.

Таблица 9 – Результаты проектирования частот вращения долот по интервалам бурения

Интервал	0-50	50-1350	1350-2377
n_1 , об/мин	133	97	133
n_2 , об/мин	137	-	-

Продолжение таблицы 9

пз, об/мин	343	-	-
------------	-----	---	---

В интервале бурения под эксплуатационную колонну (1350-2377 м) запроектировано большее значение частоты вращения по сравнению с расчетным. Это обусловлено тем, что бурение на данном интервале будет производиться ВЗД, для которого существуют определенные частоты вращения для создания требуемой линейной скорости на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород.

В интервале бурения под кондуктор (50-1350 м) запроектировано большее значение частоты вращения по сравнению с расчетным. Это обусловлено тем, что бурение на данном интервале будет производиться ВЗД, для которого существуют определенные частоты вращения для создания требуемой линейной скорости на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород.

В интервале бурения под направление (0-50 м) частоты вращения проектируются меньше расчётных. Выбор данных значений обусловлен применением роторного способа бурения. Увеличение частоты не приведёт к существенному увеличению проходки, но создаст нагрузку на оборудование.

2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Для интервала бурения 50-1350 запроектирован винтовой забойный двигатель ДГР-240, отвечающий требованиям по совместимости с долотом и способный обеспечить необходимый набор зенитного угла. Для интервала бурения 1350-2377 запроектирован винтовой забойный двигатель ДГР-195 с регулируемым углом перекоса, который позволяет бурить наклонно-направленные и прямолинейные интервалы.

Исходные данные для расчета параметров забойных двигателей представлены в таблице 10. Результаты расчета параметров забойных двигателей по интервалам бурения представлены в таблице 11.

Таблица 10 – Исходные данные для проектирования параметров забойных двигателей по интервалам бурения

Интервал		0-50	50-1350	1350-2337
D _д	м	-	0,2953	0,2159
	мм		295,3	215,9
G _{ос} , кН			78,46	78,46
Q, Н*м/кН			1,5	1,5

Диаметр забойного двигателя в зависимости от диаметра долота определяется по формуле 8:

$$D_{зд} = (0,8 \div 0,9) \times D_{д}, \quad (8)$$

где D_д – диаметр долота, мм.

Используемый двигатель должен развивать мощность, которая будет тратиться на работу долота под действием осевой нагрузки и на преодоление трения в опорах. Требуемый крутящий момент определяется по формуле 9:

$$M_p = M_o + M_{уд} \times G_{ос}, \quad (9)$$

где G_{ос} – осевая нагрузка на долото, кН.

Момент, необходимый для вращения ненагруженного долота M_о определяется по формуле 10:

$$M_o = 500 \times D_{д}, \quad (10)$$

где D_д – диаметр долота, м.

Удельный момент долота определяется по формуле 11:

$$M_{уд} = Q + 1,2 \times D_{д}, \quad (11)$$

где Q – расчетный коэффициент (в проектировочных условиях Q=1,5), Н*м/кН;

D_д – диаметр долота, см.

Таблица 11 – Результаты проектирования параметров забойных двигателей по интервалам бурения

Интервал	0-50	50-1350	1350-2337
D _{зд} , мм	-	236,24	172,72
M _p , Н*М		3045,96	2258,54
M _o , Н*М		147,65	107,95
M _{уд} , Н*М/кН		36,94	27,41

Технические характеристики запроектированных забойных двигателей представлены в таблице 12.

Таблица 12 – Технические характеристики запроектированных забойных двигателей

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, мм	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
ДГР-240М.5/6.64	50-1350	240	9025	2047	30-50	84-144	14,0-17,0	132-278
ДГР-195М.7/8.77	1350-2337	195	8290	1430	25-35	108-150	11,5-14,5	144-246

2.3.6 Выбор компоновки бурильной колонны

Спроектированные КНБК по интервалам бурения приведены в таблице Ж.3 приложения И.

2.3.7 Расчет требуемых расходов бурового раствора

Требуемый расход бурового раствора выбирается исходя из следующих граничных условий: удаления шлама с забоя; вынос шлама из скважины; предотвращение размыва стенок скважины; предотвращение прихватов. Согласно известной методике из полученных значений осуществляется выбор области допустимых расходов бурового раствора.

Расход промывочной жидкости Q_1 для эффективной очистки забоя скважины рассчитывается по формуле 12:

$$Q_1 = K \times S_{\text{заб}}, \quad (12)$$

где K – коэффициент удельного расхода жидкости на один м^2 забоя;
 $S_{\text{заб}}$ – площадь забоя, м^2 .

Площади забоя $S_{\text{заб}}$ определяется по формуле 13:

$$S_{\text{заб}} = 0,785 \times D_{\text{д}}^2, \quad (13)$$

где $D_{\text{д}}$ – диаметр долота, м.

Расход промывочной жидкости Q_2 , при котором обеспечивается вынос шлама на поверхность рассчитывается по формуле 14:

$$Q_2 = V_{\text{кр}} \times S_{\text{max}} + V_{\text{м}} \times S_{\text{заб}} \times \frac{\rho_{\text{п}} - \rho_{\text{р}}}{\rho_{\text{см}} - \rho_{\text{р}}}, \quad (14)$$

где $V_{\text{кр}}$ – критическая скорость проскальзывания шлама относительно раствора, м/с;

$V_{\text{м}}$ – механическая скорость бурения, м/с;

$\rho_{\text{п}}$ – плотность разбуриваемой породы, г/м^3 ;

$\rho_{\text{р}}$ – плотность бурового раствора, г/см^3 ;

$\rho_{\text{см}}$ – плотность раствора со шламом, г/см^3 ;

S_{max} – максимальная плотность кольцевого пространства, м^2 .

Максимальная плотность кольцевого пространства S_{max} рассчитывается по формуле 15:

$$S_{\text{max}} = 0,785 \times (D_{\text{д}}^2 - d_{\text{бт}}^2), \quad (15)$$

где $D_{\text{д}}$ – диаметра долота, м; $d_{\text{бт}}$ – минимальный диаметр бурильных труб запроектированной компоновки, м.

Максимальный расход раствора Q_3 , при котором не происходит размыва стенок скважины рассчитывается по формуле 16:

$$Q_3 = 0,785 \times [(\sqrt{k_{\text{к}}} \times D_{\text{д}})^2 - d_{\text{max}}^2] \times V_{\text{кп max}}, \quad (16)$$

где $k_{\text{к}}$ – коэффициент кавернозности;

d_{max} – максимальный диаметр КНБК, м;

$V_{\text{кп max}}$ – максимальная скорость восходящего потока в кольцевом пространстве, м/с.

Минимальный расход промывочной жидкости Q_4 из условия предотвращения прихватов рассчитывается по формуле 17:

$$Q_4 = S_{\text{max}} \times V_{\text{кп min}}, \quad (17)$$

где $V_{\text{кп min}}$ – минимальная допустимая скорость восходящего потока (в расчетных условиях $V_{\text{кп min}}=0,5$ м/с), м/с.

Минимальный расход раствора Q_5 , исходя из условия создания необходимой скорости истечения из насадок долота рассчитывается по формуле 18:

$$Q_5 = 0,785 \times n \times d_{\text{н max}}, \quad (18)$$

где n – число насадок, шт;

$d_{\text{н max}}$ – максимальный внутренний диаметр насадки, м.

Для всех интервалов бурения проектируемое значение расхода бурового раствора находится в интервале допустимых расчетных значений. Данные значения обеспечивают требуемую линейную скорость промывочной жидкости, выходящей из насадок долота, и эффективность выноса шлама на поверхность, а также предотвращают создание критических нагрузок на буровые насосы.

Результаты расчетов расходов бурового раствора по интервалам бурения представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Проектирование расходов бурового раствора и их допустимых областей по интервалам бурения

Интервал	0-50	50-1350	1350-2377
Исходные данные			
$D_{\text{д}}$, м	0,3937	0,2953	0,2159
K	0,6	0,5	0,4
$S_{\text{ЗАБ}}$, м ²	0,122	0,068	0,0366
$K_{\text{к}}$	1,3	1,7	1,46
S_{max}	0,144	0,075	0,033
S_{min}	0,132	0,043	0,023
$V_{\text{кр}}$, м/с	0,15	0,15	0,12

Продолжение таблицы 13

V_m , м/с	0,0097	0,0069	0,0041
$d_{бт}$, м	0,127	0,127	0,127
$d_{мах}$, м	0,178	0,240	0,172
$d_{нмах}$, м	0,0191	0,0127	0,0064
N	5	5	6
$V_{кмин}$, м/с	0,5	0,5	0,5
$V_{кпах}$, м/с	1,3	1,3	1,5
$\rho_{см} - \rho_p$, г/см ³	0,02	0,02	0,02
ρ_p , г/см ³	1,12	1,12	1,07
ρ_n , г/см ³	2,2	2,15	2,23
Q_1 , л/с	73,2	34	14,7
Q_2 , л/с	66,0	25,1	12,6
Q_3 , л/с	171,6	55,9	34,5
Q_4 , л/с	72,0	37,5	16,5
Q_5 , л/с	33,7	37,4	22,6
Q_6 , л/с	-	40	35
ΔQ , л/с	33-171	25-55	13-34
Q , л/с	75	45	30

2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Направление. Интервал бурения под направление представлен четвертичными отложениями. Для бурения данного интервала проектируется бентонитовый буровой раствор.

Кондуктор и эксплуатационная колонна. Для бурения интервалов под кондуктор и эксплуатационную колонну проектируется полимер-глинистый буровой раствор. Полимер-глинистые буровые растворы на водной основе, содержащие высокомолекулярные полимеры линейного строения, в подавляющем большинстве случаев применяются при бурении верхних интервалов скважин (под кондуктор и техническую колонну), в основном сложенных из слабосцементированных песчаных горных пород, крепких пород. В то же время некоторые типы малоглинистых буровых растворов могут применяться для вскрытия продуктивного пласта.

Компонентные составы буровых растворов по интервалам бурения представлены в таблице 14.

Таблица 14 – Компонентные составы буровых растворов по интервалам бурения

Интервал по стволу, м		Название бурового раствора, компонентный состав
от (верх)	до (низ)	
0	50	Бентонитовый. Вода пресная, Глинопорошок «Основа-Медиум марки А», NaOH, Na ₂ CO ₃ , Окзил-СМ, барит.
50	1425	Полимер-глинистый. Вода пресная, NaOH, Na ₂ CO ₃ , Гаммаксан, Оснопак-ВО, AtrenSA, Atren ThermoA, Оснопак-НО ПАВ «Atren-FK», барит.
1425	2517	Полимер-глинистый. Вода пресная, NaOH, Na ₂ CO ₃ , Гаммаксан, Оснопак-ВО, AtrenSA, AtrenThermoA, Оснопак-НО ПАВ «Atren-FK», барит.

Запроектированные параметры буровых растворов, результаты расчета потребного объема бурового раствора и потребного количества химических реагентов по интервалам бурения представлены в таблицах 3.1, 3.2, 3.3 приложения К соответственно.

2.3.9 Выбор гидравлической программы промывки скважины

Расчет гидравлической промывки скважины выполнен в программном обеспечении для решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважины «БурСофтПроект».

Гидравлические показатели промывки скважины, режимы работы буровых насосов, распределение потерь давления в циркуляционной системе представлены в таблицах И.1, И.2, И.3 приложения И соответственно.

2.3.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Отбор керна не предусмотрен техническим заданием.

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

В данном разделе приводятся результаты расчетов обсадных колонн, конструирования обсадных колонн по длине, расчетов процессов

цементирования, проектирования процессов испытания и освоения скважин, а также приводятся результаты расчетов технологической оснастки обсадных колонн. Расчеты данного раздела выполнены по методикам, приведенным в [2].

2.4.1 Расчет обсадных колонн

В данном разделе представлены результаты расчетов эксплуатационной колонны на внутренние и внешние избыточные давления. Расчет остальных обсадных колонн производится аналогично [2].

Исходные данные для расчета представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Исходные данные для расчета обсадных колонн

Параметр	Значение	Параметр	Значение
Плотность продавочной жидкости, кг/м^3	1000	Плотность буферной жидкости, кг/м^3	1100
Плотность облегченного тампонажного раствора, кг/м^3	1400	Плотность тампонажного раствора нормальной плотности, кг/м^3	1800
Высота столба буферной жидкости h_1 , м	900	Высота столба тампонажного раствора нормальной плотности h_2 , м	130
Высота цементного стакана, м	10	Глубина скважины, м	2377

2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений

Наружное избыточное давление – разность между наружным давлением, действующим на обсадную колонну со стороны кольцевого пространства, и внутренним, действующим внутри обсадной колонны.

Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении для эксплуатационной колонны представлена на рисунке 2. Результаты расчета наружных избыточных давлений для этого случая [2] представлены в таблице 16.

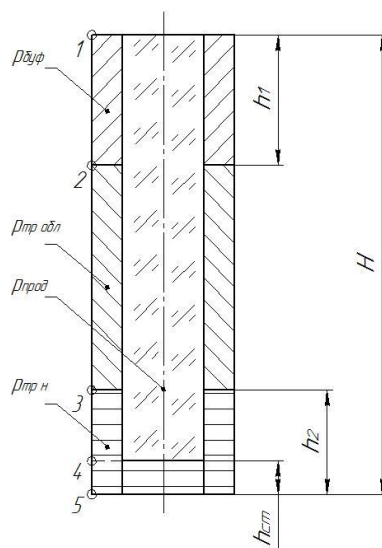


Рисунок 2 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

Таблица 16 – Результаты расчета наружных избыточных давлений в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

Точка	1	2	3	4	5
Глубина, м	0	850	2247	2367	2377
Наружное избыточное давление, МПа	0	0,83	6,31	7,25	7,25

Схема расположения жидкостей в конце эксплуатации скважины представлена на рисунке 3. Результаты расчета наружных избыточных давлений для данного случая [2], соответствующего концу эксплуатации скважины, представлены в таблице 17.

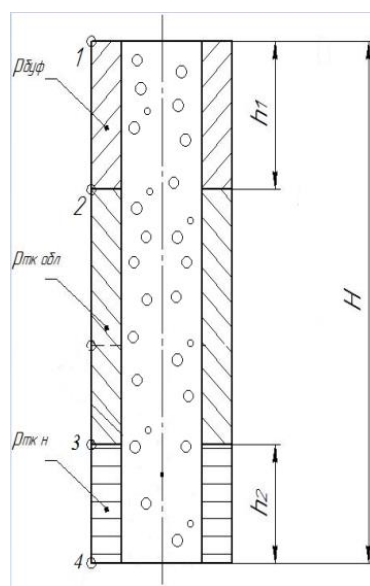


Рисунок 3 – Схема расположения жидкостей в конце эксплуатации скважины

Таблица 17 – Результаты расчета наружных избыточных давлений в конце эксплуатации скважины

Точка	1	2	3	4
Глубина, м	0	850	2247	2377
Наружное избыточное давление, МПа	-0,5	8,67	31,81	32,65

Эпюра давлений для наиболее опасных случаев представлена на рисунке 4.

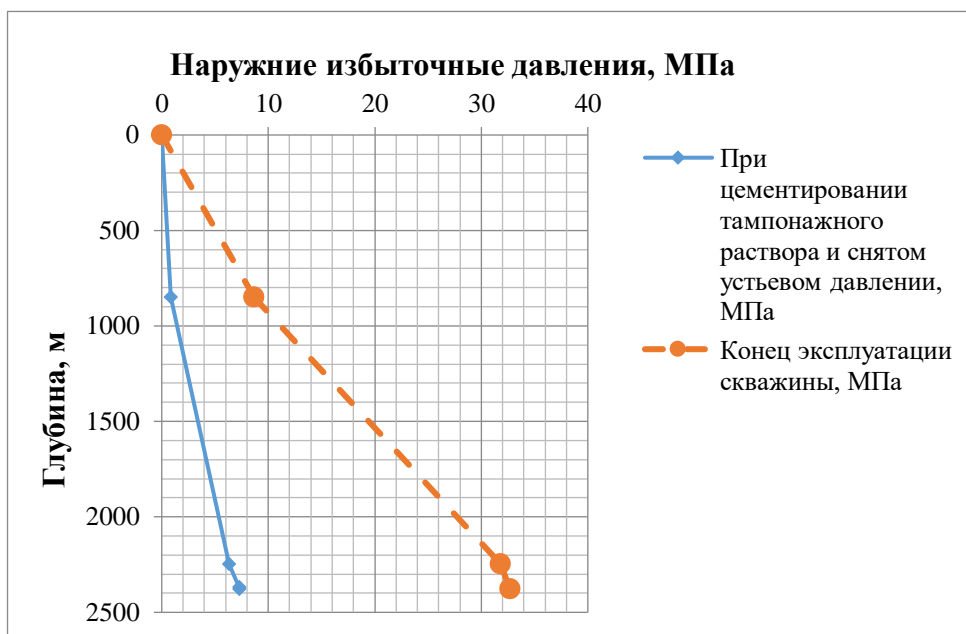


Рисунок 4 – Эпюра наружных избыточных давлений

2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений

Внутреннее избыточное давление – разность между внутренним давлением, действующим внутри обсадной колонны, и наружным, действующим на обсадную колонну со стороны кольцевого пространства.

Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения, представлена на рисунке 5. Результаты расчета внутренних избыточных давлений для данного случая [2] представлены в таблице 18.

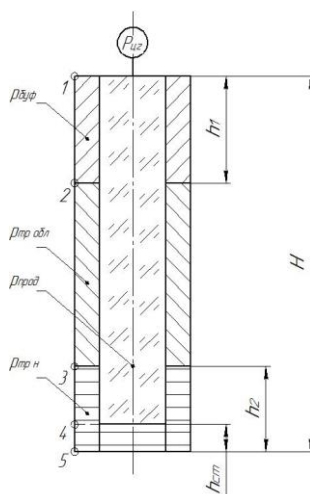


Рисунок 5 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения

Таблица 18 – Результаты расчета внутреннего избыточного давления в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения

Точка	1	2	3	4	5
Глубина, м	0	850	2247	2367	2377
Наружное избыточное давление, МПа	11,85	11,01	5,53	4,59	4,59

Схема расположения жидкостей при опрессовке эксплуатационной колонны изображена на рисунке 6. Величина давления опрессовки исходя из ожидаемого давления на устье составляет $P_{оп} = 22,87$ МПа.

Результаты расчета внутренних давлений при опрессовке эксплуатационной колонны [2] представлены в таблице 19. Эпюра внутренних избыточных давлений представлена на рисунке 7.

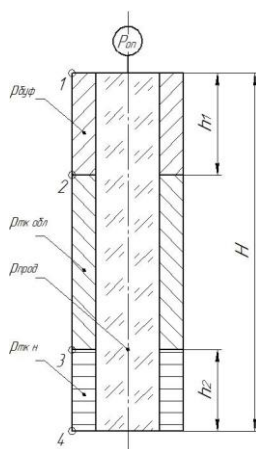


Рисунок 6 – Схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной колонны

Таблица 19 – Результаты расчета внутренних избыточных давлений при опрессовке обсадной колонны

Точка	1	2	3	4
Глубина, м	0	850	2247	2377
Наружное избыточное давление, МПа	23,84	23,01	22,32	21,91

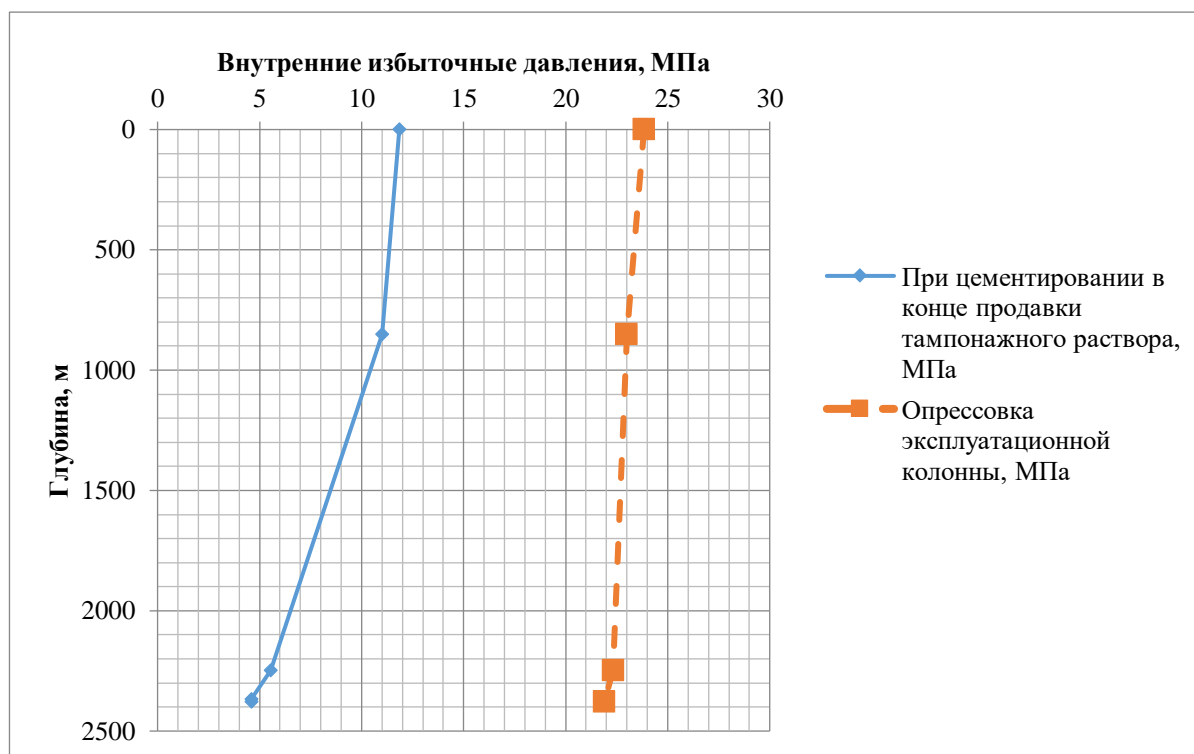


Рисунок 7 – Эюра внутренних избыточных давлений

2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине

Характеристика рассчитанных секций обсадных колонн представлена в таблице 20.

Таблица 20 – Характеристика секций обсадных колонн

№ секций	Тип резьбового соединения	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
					1 м трубы	секций	суммарный	
Направление								
1	ОТТМ	Д	8,5	50	67,2	3360	3360	0-50
Кондуктор								
1	ОТТМ	Д	7,9	1425	46,3	67260	70620	0-1425

Продолжение таблицы 20

Эксплуатационная колонна								
1	ОТТГ	Д	12,1	453	46,6	21100	91720	2064-2517
2	ОТТГ	Д	10,6	1171	41,5	48590	140310	893-2064

2.4.2 Расчет процесса цементирования скважин

2.4.2.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора согласно формуле 19:

$$0,95 \times P_{гр} > P_{гс\ кп} + P_{гд\ кп}, \quad (19)$$

где $P_{гр}$ – давление гидроразрыва пород на забое скважины, МПа;

$P_{гс\ кп}$ – гидростатическое давление в кольцевом пространстве, МПа;

$P_{гд\ кп}$ – гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве, МПа.

$$41,4 \text{ МПа} > 39,3 \text{ МПа}.$$

Условие выполняется, следовательно, проектируется одноступенчатое цементирование.

2.4.2.2 Расчет объема тампонажной смеси и количества составных компонентов

В качестве тампонажного раствора нормальной плотности проектируется ПЦТ-II-100 с водоцементным соотношением $m_n = 0,5$.

В качестве облегченного тампонажного раствора проектируется ПЦТ-III-Об(4-6)-100 с водоцементным соотношением $m_{обл} = 1,2$.

По опыту цементировочных работ в рецептуру тампонажных растворов следует включать нитрилотриметилфосфоновую кислоту (НТФ), являющейся добавкой, повышающей время загустевания тампонажного раствора. Рекомендуемый расход НТФ составляет $0,41 \text{ кг/м}^3$.

Результаты расчета [2] объемов тампонажных растворов и количества компонентов, формирующих их, представлены в таблице 21.

Таблица 21 – Объемы тампонажных смесей и количество составляющих их компонентов

Плотность тампонажного раствора	Требуемый объем тампонажного раствора, м ³	Наименование компонента	Масса компонента, кг	Объем воды для затворения тампонажного раствора, м ³
$\rho_{\text{тр н}} = 1800 \text{ кг/м}^3$	4,27	ПЦТ-II-100	5325	2,93
		НТФ	1,73	
$\rho_{\text{тробл}} = 1400 \text{ кг/м}^3$	40,03	ПЦТ-III-Об(4-6)-100	26752	35,32
		НТФ	16,41	
Σ	44,3	тамп. раствор	32077	38,25
		НТФ	18,14	

2.4.2.3 Обоснование типа и расчет объема буферной и продавочной жидкостей

В качестве буферных жидкостей используются водные растворы «МБП-СМ» и «МБП-МВ», которые обеспечивают хорошую моющую способность и улучшенный смыв глинистой корки со стенок скважины.

В качестве продавочной жидкости используется техническая вода.

В таблице 22 представлены результаты расчета объемов буферной и продавочной жидкостей [2].

Таблица 22 – Объемы буферной и продавочной жидкостей

Наименование жидкости	Объем жидкости, м ³	Плотность жидкости, кг/м ³	Объем воды для приготовления, м ³	Масса компонента, кг
МБП-МВ	2,99	1100	2,99	209,68
МБП-СМ	11,98	1100	11,98	179,73
Продавочная	47,06	1000	47,06	-

2.4.2.4 Выбор типа и расчет необходимого количества цементировочного оборудования

Приготовление тампонажных растворов производить с использованием отдельной осреднительной емкости для повышения качества цементирования скважины. При этом схема обвязки, установленная техническим заданием, «с применением цементносмесительной установки и бачка затворения».

Для приготовления облегченного тампонажного раствора необходимо три цементосмесительные машины; для приготовления тампонажного раствора нормальной плотности – одна.

Для приготовления тампонажных растворов используется три ЦА-320. Еще два необходимо для закачки тампонажных растворов в скважину и их дальнейшей продавки.

Для пуска пробки предусмотрен цементировочный агрегат ЦА-320.

Таблица 23 – Результаты расчета необходимой цементировочной техники

Наименование	Количество
Цементосмесительная машина УС6-30	4
Цементировочный агрегат ЦА-320	6
Осреднительная емкость УСО-20	1

2.4.3 Выбор технической оснастки обсадных колонн

Для цементирования эксплуатационной колонны применяется ММЦ с ПДМ. Пакер устанавливается в кровле продуктивного пласта под ММЦ, что позволяет зацементировать интервал эксплуатационной колонны выше продуктивного интервала и при этом оставить продуктивный горизонт нецементируемым. В комплект ММЦ входят продавочная, запорная и падающая пробки. При манжетном цементировании минимизируется загрязнение продуктивного пласта и сохраняется естественная проницаемость коллектора.

Запроектированная технологическая оснастка обсадных колонн представлена в таблице Л.1 приложения Л.

2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважины

2.4.4.1 Выбор жидкости глушения

Перед проведением операции по вторичному вскрытию скважины (перфорации пласта), необходимо обеспечить наличие жидкости глушения в стволе скважины, для предотвращения неконтролируемого флюидопроявления.

В качестве жидкости глушения используется водный раствор соли NaCl. Плотность и объём жидкости глушения рассчитаны в программном продукте Microsoft Excel по методике, приведенной в методичке [2]:

Плотность жидкости глушения:

$$\rho_{\text{ж.г.}} = 1,039 \text{ кг/м}^3$$

Требуемый объём жидкости глушения:

$$V_{\text{ж.г.}} = 48,07 \text{ м}^3$$

2.4.4.2 Выбор пластоиспытателя

Испытание скважины производится в открытом стволе скважины с помощью пластоиспытателя на колонне буровых труб. Для проведения испытаний выбирается пластоиспытатель КИИ-95/146.

2.4.4.3 Освоение скважины

Для вторичного вскрытия продуктивного пласта будет использован кумулятивный перфоратор. Мощность продуктивного пласта согласно геологическим данным составляет 40м (4040 – 4080м). Кумулятивные корпусные перфорационные системы однократного применения КПО102 предназначены для проведения прострелочно-взрывных работ в нефтяных, газовых и других скважинах при высоких гидростатических давлениях, с температурой до 170°C.

Перфорационные системы КПО могут спускаться как на геофизическом кабеле, так и на насосно-компрессорных трубах. Основные технические характеристики перфоратора представлены в таблице 24.

Таблица 24 – Технические характеристики перфорационной системы

Вес ВВ одного заряда, г	30
Тип заряда	ГП-01
Диаметр перфоратора, мм*2	102
Минимальный диаметр обсадной колонны, мм	127
Максимальная температура применения, °С	170
Давление (min/max), МПа*	0,3/0,8
Максимальная плотность перфорации, отв./м.	20
Фазировка, град.	60
Глубина пробития по комбинированной мишени, мм	1200
Диаметр входного отверстия, мм	11
Диаметр входного отверстия перфоканала по API-19B, мм	10,72

2.5 Выбор буровой установки

На основании расчета веса эксплуатируемых бурильных и обсадных колонн, а также глубины бурения проектируется использование буровой установки БУ2900/200 ЭПК-БМ.

Расчеты выполнены по методике, приведенной в [1]. Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства скважины представлены в таблице 25.

Таблица 25 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

Выбранная буровая установка БУ2900/200 ЭПК-БМ			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ($Q_{бк}$)	79,2	$[G_{кр}] / Q_{бк}$	2,52
Максимальный вес обсадной колонны, тс ($Q_{об}$)	140,3	$[G_{кр}] / Q_{об}$	1,42
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ($Q_{пр}$)	182,39	$[G_{кр}] / Q_{пр}$	1,09
Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{кр}$)	200	-	-

3 Специальная часть

3.1 Вызов притока из пласта при освоении скважины

Вызов притока - технологический процесс снижения противодавления на забое простаивающей скважины, ликвидации репрессии на пласт и создания депрессии, под действием которой начинается течение флюида из пласта в скважину.

Освоение скважины - комплекс технологических и организационных мероприятий, направленных на перевод простаивающей по той или иной причине скважины в разряд действующих.

Основной целью вызова притока и освоения является снижение противодавления на забое скважины, заполненной специальной жидкостью глушения, и искусственное восстановление или улучшение фильтрационных характеристик призабойной зоны для получения соответствующего дебита или приемистости.

3.1.1 Физические основы процессов

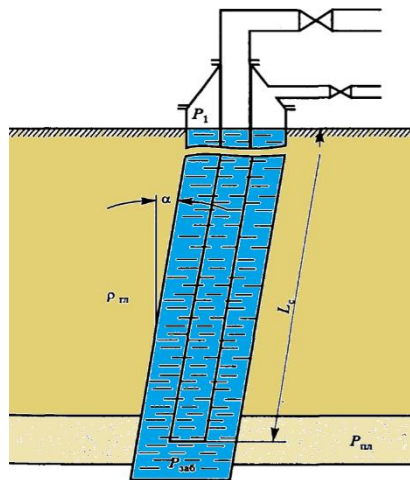


Рисунок 8 – Схема скважины, заполненной жидкостью глушения до устья

Рассмотрим скважину заполненную до устья жидкостью глушения. Давление, создаваемое столбом этой жидкости на забой скважины, определится из соотношения:

$$P_{\text{заб}} = \rho * g * L_c * \cos\alpha + P_1, \quad (20)$$

где $P_{\text{заб}}$ — давление на забое, МПа;
 ρ — плотность жидкости глушения;
 L_c — длина скважины по стволу, м;
 α — зенитный угол, град;
 P_1 — давление на устье, МПа.

Если давление на забое больше пластового давления $P_{\text{заб}} > P_{\text{пл}}$, то на пласт действует репрессия $\Delta P_p = P_{\text{заб}} - P_{\text{пл}}$.

Под действием этой репрессии часть жидкости глушения может поглощаться пластом. Процесс снижения противодействия на пласт может быть осуществлен разными техническими средствами; при этом возможны следующие последовательно реализуемые варианты изменения забойного давления:

- рост забойного давления до максимальной величины $P_{\text{заб макс}}$ - первая фаза вызова притока, при которой поглощение пластом жидкости глушения возрастает.

- снижение забойного давления до величины пластового давления ($P_{\text{заб}} = P_{\text{пл}}$) - вторая фаза вызова притока, при которой поглощение пластом жидкости глушения снижается до нуля.

- снижение забойного давления ниже величины пластового и создание определенной депрессии - третья фаза вызова притока: $\Delta P = P_{\text{заб}} - P_{\text{пл}}$.

Таким образом, первая и вторая фазы - фазы поглощения, а третья - фаза притока; физические основы вызова притока и освоения скважины заключаются в исследовании степени и характера изменения противодействия на пласт, что связано с необходимостью проведения ряда гидродинамических расчетов технологических процессов вызова притока и освоения.

3.1.2 Критерии выбора метода вызова притока

Так как возможности и техническая реализация известных методов вызова притока и освоения существенно различаются, выбор наилучшего для конкретных условий зависит от следующих критериев:

а. Величина пластового давления:

- с нормальным пластовым давлением (давление равно гидростатическому, вычисленному при плотности воды $\rho_v = 1000 \text{ кг/м}^3$);
- с пониженным пластовым давлением (давление ниже гидростатического) или с аномально низким пластовым давлением;
- с повышенным пластовым давлением (давление выше гидростатического) или с аномально высоким пластовым давлением.

При выборе метода вызова притока скважин, вскрывших залежи с АНПД или АВПД, указанный критерий следует рассматривать как определяющий.

б. Коэффициент проницаемости призабойной зоны скважины, насыщенной различными флюидами:

- с низкой проницаемостью;
- с хорошей проницаемостью.

При этом необходимо учитывать изменение проницаемости в течение всего периода времени от первичного вскрытия до начала вызова притока.

с. Механическая прочность коллектора:

- рыхлые, слабосцементированные породы;
- крепкие, хорошосцементированные породы.

д. Фильтрационные характеристики призабойной зоны

(коэффициенты подвижности k / μ и гидропроводности kh / μ).

е. Имеющиеся в распоряжении технические средства снижения забойного давления.

Учет вышеприведенных основных критериев при выборе метода вызова притока позволит получить наилучший технико-экономический эффект.

3.2 Методы и способы вызова притока и освоения скважин

Известна следующая классификация методов вызова притока и освоения скважин:

- а. Метод облегчения столба жидкости в скважине (жидкости глушения).
- б. Метод понижения уровня.
- с. Метод «мгновенной» депрессии.

Общая характеристика методов вызова притока и освоения сводится к рассмотрению изменения забойного давления в функции времени, а условия эффективного применения определяются совокупностью параметров, отражающих геологические, технологические, технические и организационные факторы с учетом известных критериев.

3.2.1 Метод облегчения столба жидкости в скважине

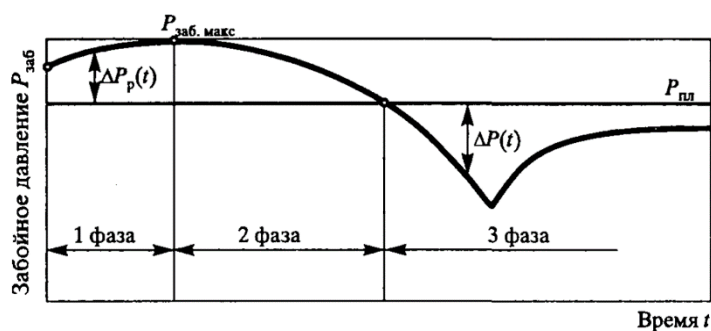


Рисунок 9 – Зависимость забойного давления от времени при промывке скважины

Реализуется различными способами, но наибольшее распространение получили промывки. При промывке скважины в период времени $0 - t_1$ (достижение уровнем раздела жидкостей башмака НКТ) возникает 1 фаза - фаза роста поглощения пластом жидкости глушения. Вследствие этого происходит дополнительное изменение фильтрационных характеристик ПЗС.

Именно поэтому выбору жидкости глушения должно уделяться особое внимание, исходя из требования сохранения фильтрационных характеристик ПЗС. В период времени $t_1 - t_2$ (2 фаза снижения поглощения) объем поглощаемой пластом жидкости снижается. Таким образом, в период времени $0 - t_2$ жидкость глушения поглощается пластом, а объем поглощенной жидкости $V_{\text{погл}}$ в этот период можно рассчитать, зная коэффициент приемистости $K_{\text{пр}}$, величину пластового давления $P_{\text{пл}}$ и характер изменения забойного давления $P_{\text{заб}}(t)$, то есть:

$$V_{\text{погл}} = f(K_{\text{пр}}, P_{\text{пл}}, P_{\text{заб}}(t), t) \quad (21)$$

В период времени $t > t_2$ реализуется 3 фаза - фаза притока жидкости из пласта за счет создания депрессии ΔP .

Известны следующие способы реализации метода облегчения столба жидкости в скважине:

- промывки (прямая, обратная, комбинированная; промывки осуществляются различными жидкостями);
- закачка газообразного агента (газлифт);
- с помощью струйных аппаратов;
- с применением двухфазных пен;
- пенами с использованием эжекторов.

3.2.2 Метод понижения уровня

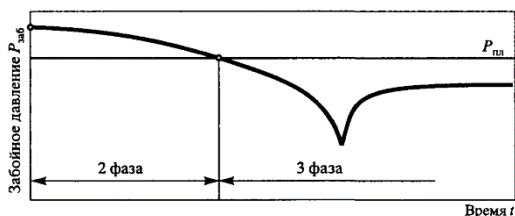


Рисунок 10 – Зависимость забойного давления от времени при понижении уровня

Особенностью данного метода является отсутствие первой фазы, что делает его предпочтительнее, благодаря меньшему «загрязнению» ПЗС в период вызова притока.

К методу понижения уровня относятся:

- тартание желонкой;
- свабирование;
- с помощью воздушной подушки;
- с использованием пусковых клапанов;
- поинтервальное снижение уровня в скважине;
- применение газообразных агентов;
- понижение уровня глубинным насосом.

Тартание желонкой - не только способ вызова притока и освоения, но и исторический способ эксплуатации скважин с очень низкими пластовыми давлениями. Осуществляется желонкой, представляющей собой отрезок толстостенной трубы (как правило, бурильной), в нижней части которой имеется обратный клапан. Спускается в скважину на канате с помощью лебедки. Так как объем желонки невелик, то процесс вызова притока тартанием достаточно медленный. Работа проводится при открытом устье, что представляет определенную опасность, особенно при фонтанных проявлениях. Спуск желонки, как правило, проводится в обсадную колонну.

3.2.3 Метод «мгновенной» депрессии

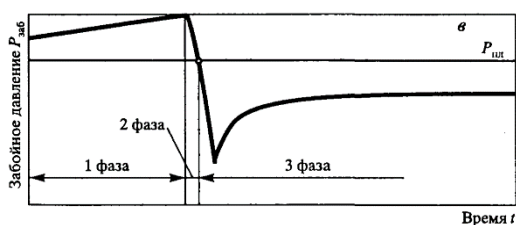


Рисунок 11 – Зависимость забойного давления от времени при «мгновенной» депрессии

Особенностью данного метода является кратковременность второй фазы ($t_1 - t_2$)

К методу «мгновенной» депрессии относятся:

- способ падающей пробки;
- задавка жидкости глушения в пласт.

Способ падающей пробки - суть его заключается в том, что колонна НКТ, спускаемая в скважину, в нижней части закрывается специальной пробкой, изготовленной из нефтерастворимого материала. Под действием собственного веса колонна НКТ спускается в скважину до определенной глубины, определяемой из равенства сил сопротивлений и собственного веса колонны. При необходимости увеличения глубины спуска колонны НКТ в нее с поверхности заливается определенное количество воды, удерживаемое в НКТ за счет пробки. При спуске колонны до расчетной глубины внутрь НКТ сбрасывается тяжелый предмет, который выбивает пробку. Так как столб воды в НКТ существенно меньше столба жидкости глушения в скважине, после падения пробки у башмака НКТ возникает достаточно большой перепад давлений, под действием которого жидкость глушения из скважины перетекает в НКТ, приводя к быстрому снижению забойного давления и вызову притока.

Задавка жидкости глушения в пласт - при этом вся или большая часть жидкости глушения залавливается в пласт за счет подключения компрессора, давление которого воздействует на уровень жидкости глушения. Когда расчетный объем жидкости глушения поглощен пластом, компрессор отключается и давление в газонаполненной части скважины резко снижается (сравливание давления газа в атмосферу). При этом существенно снижается и забойное давление, провоцируя поступление флюидов из пласта в скважину.

3.3 Другие способы вызова притока

Выше были рассмотрены только основные способы вызова притока,

которые, по всей вероятности, можно назвать классическими, поскольку именно они признаются нормативными документами.

В зависимости от конкретных промысловых и скважинных условий могут применяться какие-либо особые практические приемы, модифицирующие классические способы вызова притока.

При осуществлении способа замены скважинной жидкости на жидкость меньшей плотности можно нагнетать в скважину или газированную жидкость (жидкость с пузырьками газа), или создавать газовые пакки (пробки) в скважине. Это будет интенсифицировать процесс вызова притока. В качестве газообразного рабочего агента можно использовать азот. Азот является нетоксичным и достаточно инертным газом. Он взрывобезопасен, может транспортироваться в жидком виде. Промышленность располагает испарителями для перевода жидкого азота в газообразное состояние.

При компрессорном способе вызова притока глубину оттеснения скважинной жидкости, если компрессор не обладает достаточной мощностью, можно увеличить путем подкачки какой-либо жидкости или в поток газа, или сверху на столб закачанного газа. В последнем случае на границе между газом и жидкостью желательно иметь вязкоупругий состав, чтобы максимально ограничить перемешивание этих двух агентов за счет разности плотностей.

Газирование скважинной жидкости можно обеспечить применением сухого льда. При погружении сухого льда в жидкость он превращается в газообразный диоксид углерода (углекислый газ). Один кубический метр сухого льда может дать около 800 кубических метров газа. Такой приём в отдельных случаях может обеспечить начало притока в скважину даже без применения компрессорных и насосных установок.

Понизить давление на забое скважины можно с помощью испытателей пластов. Комплект испытательных инструментов (КИИ) на трубах предназначен для испытания перспективных объектов (пластов) на нефть и газ в открытом стволе или в обсадной колонне поисковых и разведочных скважин.

Основными узлами КИИ являются: пакер, испытатель пластов, система клапанов, глубинные манометры. При спуске испытатель пластов закрыт, поэтому скважинная жидкость не попадает в бурильные трубы, на которых спускается КИИ. Пакер устанавливается над испытуемым пластом и, герметично перекрывая обсаженный или необсаженный ствол, изолирует подпакерный объём от остальной части ствола скважины. Путём соединения подпакерного пространства с полостью бурильных труб создаётся депрессия и происходит приток нефти или газа из испытуемого интервала пласта в бурильные трубы. Этот период испытания называется периодом притока. Он может длиться от нескольких минут до нескольких часов. После окончания притока испытатель пластов закрывается без нарушения герметичности пакеровки и происходит восстановление давления на забое скважины. Изменение давления в периоды притока и восстановления регистрируется глубинными манометрами.

КИИ позволяет создавать мгновенную высокую депрессию на испытуемый пласт, что оказывает в отдельных случаях благоприятное воздействие на процесс очистки порового пространства ПЗ. Причём периоды притока и восстановления давления могут повторяться неоднократно. Эти факторы, а также относительная простота спуска и надёжность герметизации способствовали широкому использованию КИИ для восстановления проницаемости ПЗ при освоении скважин.

В Ивано-Франковском институте нефти и газа была разработана технология освоения скважин с очисткой ПЗ путём воздействия на пласт циклическими управляемыми депрессиями. Эта технология реализуется при помощи установленного на колонне НКТ пакера и смонтированного над ним струйного аппарата. Подачей насосным агрегатом рабочего агента к соплу струйного насоса понижается давление в подпакерной части скважины до нужного значения. Соответствующим режимом работы насосного агрегата необходимое время поддерживается значение депрессии. После прекращения

подачи рабочего агента гидростатическое давление на забое скважины восстанавливается. Циклы снижения-восстановления забойного давления повторяются многократно до появления устойчивого притока из пласта.

Создание управляемых циклических депрессий на пласт способствует извлечению упруго расширяющейся жидкости, попавшей в пласт. Практика применения этого способа показала, что за несколько десятков циклов удаётся извлечь из пласта на поверхность многие кубометры бурового раствора. Струйный аппарат также может быть применен для повышения эффективности кислотных обработок ПЗ, поскольку обеспечивает быстрое и надёжное удаление из породы остаточного раствора кислоты и продуктов реакции.

Струйные аппараты способны обеспечивать практически любую депрессию, поскольку с помощью струйного аппарата может быть получен даже вакуум. Эти устройства способны обеспечивать отборы из скважин до $1\,000\text{ м}^3/\text{сут.}$ жидкости и более.

4.1 Оценка коммерческого потенциала инженерных решений

4.1.1 Потенциальные потребители проекта

В настоящее время в нефтедобывающей промышленности наблюдается медленное истощение запасов, и все большая их часть приходится на труднодоступные месторождения. Строительство скважин с горизонтальным участком позволяет увеличивать площадь дренирования продуктивного пласта, что во много раз увеличивает эффективность разработки запасов.

Для анализа потребителей результатов исследования необходимо рассмотреть целевой рынок и провести его сегментирование.

Для данного проекта целевым рынком являются предприятия нефтяной отрасли, а сегментами рынка будут являться буровые и сервисные компании, чья деятельность непосредственно связана со строительством скважин.

Продукт (результат НИР) – разработка технологических решений, которые обеспечивают наиболее эффективное, безопасное и экономически рентабельное строительство скважины в данных геологических условиях.

4.1.2 SWOT-анализ

SWOT-анализ представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского объекта, его применяют для исследований внешней и внутренней среды проекта. SWOT-анализ проводится в три этапа.

Результаты итоговой матрицы SWOT-анализа представлены на рисунке 1.

4.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважины

4.2.1 Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины

Календарная продолжительность цикла строительства скважин определяется по проектным нормам времени по формуле (22):

$$T_{\text{пц}} = T_{\text{п/вм}} + T_{\text{п/пр}} + T_{\text{п/бк}} + T_{\text{п/оп}}, \quad (22)$$

где $T_{\text{п/вм}}$ – проектная продолжительность строительства вышки и привышечных сооружений, монтажа, демонтажа оборудования и разборки привышечных сооружений, ч;

$T_{\text{п/пр}}$ – проектная продолжительность подготовительных работ к бурению, ч;

$T_{\text{п/бк}}$ – проектная продолжительность бурения и крепления скважины, ч;

$T_{\text{п/оп}}$ – проектная продолжительность испытания, ч.

Началом цикла строительства скважин считается момент открытия наряда на производство работ по сооружению буровой, а окончанием – момент окончания всех работ по испытанию на промышленный приток нефти и/или газа, предусмотренный техническим проектом.

Календарную продолжительность отдельных этапов цикла определяют по нормам времени, принятым по соответствующим нормативным документам. К важнейшим из них относятся:

- единые нормы времени на монтаж и демонтаж вышек и оборудования для бурения (ЕНВ) [49];
- единые нормы времени на бурение скважины на нефть и газ и другие полезные ископаемые [50];
- единые нормы времени на опробование (испытание) разведочных и эксплуатационных скважин [48];

- нормы продолжительности испытания пластов в процессе бурения испытателем пластов на бурильных трубах и на кабеле, а также отбора проб и испытания скважин в колонне с применением испытателей пластов на НКТ.

Продолжительность строительно-монтажных работ формируется на основе наряда на производство работ. Продолжительность подготовительных работ к бурению и самого процесса бурения рассчитывают при составлении нормативной карты. При расчете затрат времени в нормативной карте используются:

- данные геологической, технической и технологической частей проекта;
- нормы времени на проходку одного метра и нормы проходки на долото;
- справочник для нормирования производимых операций

Расчет времени, затраченного на вышкомонтажные работы, осуществляется исходя из того, что при строительстве скважины будет применяться буровая установка БУ 2900/200 ЭПК-БМ

Основным документом для расчета нормативного времени, затрачиваемого на вышкомонтажные работы, является «Единые нормы времени на монтаж и демонтаж вышек и оборудования для бурения скважин. Часть 3» [49]. Суммарное время, затрачиваемое на вышкомонтажные работы, составляет 1080 часов или 45 суток.

Нормативное время на подготовительные работы, которое зависит от глубины бурения скважины, составляет 96 часов или 4 суток.

Основным документом, регламентирующим нормативное время для сооружения скважины, является «Единые нормы времени на бурение скважин на нефть и газ и другие полезные ископаемые» [50].

Норма времени на бурение одного метра определяется для каждого региона индивидуально и зависит как от прочности разбуриваемой породы, так и от долота и его параметров.

При расчете нормативного времени на СПО вначале определяют количество спускаемых и поднимаемых свечей, а также число наращиваний по каждой нормативной пачке при помощи вспомогательных таблиц в справочнике или по формулам.

Нормативное время на выполнение остальных операций рассчитывают на основании объема этих работ и норм времени по ЕНВ.

Для расчета нормативного времени на испытание продуктивного пласта используются «Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин» [49]. Суммарное время на работы по испытанию скважины составляет 248,4 часов или 10,35 суток.

Нормативная карта по сооружению эксплуатационной скважины представлена в таблице М.2 приложения М.

4.2.2 Определение рейсовой, механической и коммерческой скоростей бурения

После обоснования продолжительности цикла строительства скважины должны быть определены следующие скорости, расчеты которых были произведены в программном продукте Microsoft Excel по методике, приведенной в методичках [1,12]

Механическая скорость бурения:

$$V_{\text{мех}} = \frac{2517}{238,58} = 10,54 \text{ м/ч.}$$

Рейсовая скорость бурения:

$$V_{\text{мех}} = \frac{2517}{260,74} = 9,65 \frac{\text{м}}{\text{ч}}.$$

Коммерческая скорость бурения:

$$V_{\text{мех}} = 2978,01 \frac{\text{м}}{\text{ст. мес}}.$$

Средняя проходка на долото:

$$h_{\text{ср}} = 629,25 \text{ м.}$$

4.2.2 Линеинх календарный график выполнения работ

Вахта работает пятнадцать дней по 12 часов в сутки через 12 часов отдыха. Затем пятнадцать выходных дней. Доставка вахт на месторождение осуществляется авиа- и автотранспортом. Буровая бригада состоит из 4 вахт. Состав бригады представлен в таблице 26.

Таблица 26 – Состав буровой бригады

Наименование	Разряд	Количество
Буровой мастер	-	1
Помощник бурового мастера	-	3
Бурильщик	7	4
Первый помощник бурильщика	6	4
Второй помощник бурильщика	5	4
Третий помощник бурильщика	4	4
Электрик	5	4
Слесарь	5	4
Лаборант	-	2

Согласно нормативной карте вышкомонтажные работы составляют 1080 часов или 45 суток. Календарное время бурения составляет 558,6 часов или 23, суток. Время, приходящееся на испытание скважины на продуктивность, составляет 248,4 часов или 10,35 суток.

Линейный календарный график проведения работ по строительству скважины представлен на рисунке 12.

Вид работ	Продолжительность		Месяцы			
	часов	суток	1	2	3	4
Вышкомонтажные работы	1080	45				
Бурение скважины	608,5	25,36				
Испытание скважины	248,4	10,35				

Рисунок 12. Линейный график проведения работ по строительству скважины

4.3 Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли (НГО)

Для обоснования стоимости строительства скважин составляют сметно-финансовые расчеты по видам работ и сводный сметный расчет стоимости строительства скважины.

Смета на строительство скважин определяет сумму затрат, необходимых для выполнения этих работ, и является основой для заключения договоров между буровыми и нефтегазодобывающими предприятиями и финансирования буровых работ.

Расчеты основываются на единых районных единичных расценках (ЕРЕР), определяемых для эксплуатационных скважин с помощью «СНиП IV-5-82. Сборник 49» [10], состоящего из трех частей:

- I часть – подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин;
- II часть – строительные и монтажные работы;
- III часть – бурение и испытание на продуктивность скважин.

Единый методический подход применяют для составления сметно-финансовых расчетов на бурение, крепление и испытание скважин. При этом затраты группируются в зависимости от времени и объема работ.

К затратам, зависящим от времени, относятся такие затраты, как: оплата труда буровой бригады; содержание бурового оборудования; амортизацию бурового оборудования; запасные части и материалы, расходуемые в процессе эксплуатации; химические реагенты и др.

К затратам, зависящим от объема бурения (как правило, на 1 м проходки): расход долот; износ бурильных труб и др.

Амортизация считается исходя из классификации основных фондов методом начисления амортизации пропорционально объему выполненных работ.

Сметные расчеты на бурение скважины представлены в таблице М.3 приложения М, на крепление скважины – в таблице М.4 приложения М.

Стоимость промыслово-геофизических работ определяется из средних рыночных цен на данные услуги; в частном случае из договора на оказание данных услуг субподрядной организацией.

Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время определяются исходя из суммарного времени строительства скважины.

Для перевода цен 1984 года, в которых производится расчет согласно СНиП IV-5-82 [10], используется индекс изменения сметной стоимости, устанавливаемый КЦ/2018-12ти [11]. Для Томской области на декабрь 2018 года индекс составляет 215.

Сводный сметный расчет на строительство скважины представлен в таблице М.5 приложения М.

Сметная себестоимость строительства скважины (на метр проходки) определяется как разность между сметной стоимостью и плановыми накоплениями по формуле (23):

$$c_c^{1м} = \frac{C_{см} - П}{Н} \quad (23)$$

где $C_{см}$ – сметная стоимость, руб;

$П$ – плановые накопления, руб;

$Н$ – глубина скважины по стволу, м.

$$c_c^{1м} = \frac{333\,842\,196 - 14\,869\,400}{2517} = 126\,727 \text{ руб/м}$$

4.4 Расчет эффективности мероприятия по внедрению новой технологии

Рассмотрим в качестве новой внедряемой техники долота типа PDC с матричным корпусом. Его ключевыми особенностями являются увеличение механической скорости проходки (МСП) за счет возможности приложения к долоту большей осевой нагрузки, по сравнению с долотами со стальным

корпусом, а также увеличение проходки на долото за счет большей стойкости матричного корпуса к абразивному воздействию шлама.

Результаты расчета эффективности внедрения новой технологии бурения представлен в таблице М.6 приложения М.

Вывод: предложенное нововведение эффективно скажется на темпах бурения за счет увеличения механической скорости проходки (МСП) и проходки на долото. Стоимость долота с матричным корпусом в два раза превышает стоимость долота со стальным корпусом, однако экономия себестоимости метра проходки в интервале будет 128,24 руб/м.

5 Социальная ответственность

Целью данной выпускной квалификационной работы студента является проектирование строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком и комбинированной эксплуатационной колонной на нефтегазоконденсатном месторождении Томской области. При проектировании определяются все необходимые технологические параметры, необходимые для безопасного, эффективного сооружения скважины в данных геологических условиях. Необходимо тщательно прорабатывать экономическую сторону вопроса и выбирать технологии, обеспечивающие максимальную рентабельность. Сооружение скважины является последовательным процессом, и вид работ определяется конкретным этапом строительства.

Работы в процессе проходки ствола скважины могут включать: бурение, спуско-подъемные операции, регенерацию свойств промывочной жидкости, устранение осложнений и другие. При цементировании: спуск обсадных колонн, обвязка цементировочной техники, затворениетампонажного раствора, проверка качества цементирования и другие. Заканчивание и освоение скважины: вызов притока, отбор пластовых проб, установка фонтанной арматуры и другие.

Раздел «социальная ответственность» является одной из важнейших частей современных проектных решений, потому что он определяет нормы производственной и экологической безопасности, а также в некоторой степени регулирует отношения между работником и работодателем.

Тезисы, анализ которых приводится в данной работе, могут быть использованы буровыми компаниями, чья деятельность связана со строительством скважин.

5.1 Производственная безопасность

Производственная безопасность — система организационных мероприятий и технических средств, предотвращающих или уменьшающих вероятность воздействия на работающих опасных травмирующих производственных факторов, возникающих в рабочей зоне в процессе трудовой деятельности.

5.1.1 Характеристика вредных факторов изучаемой производственной среды

Повышенный уровень шума на рабочем месте

Шум на рабочем месте не должен превышать 85 дБА и соответствовать требованиям ГОСТ 12.1.003-2014 "Шум. Общие требования безопасности" [22].

Для защиты работников от воздействия шума используют индивидуальные и коллективные средства защиты. К индивидуальным относят (наушники, вкладыши, шлемы), а к коллективным звукоизоляция и звукопоглощение, а также предусматривается установка кожухов и глушителей.

Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны

В летний период времени при проведении полевых работ и длительном пребывании человека на открытом воздухе большая вероятность получения солнечного удара, в результате получения повышенной дозы ультрафиолетового излучения. Последствиями солнечного удара являются потеря сознания и пребывание в шоковом состоянии. Допустимая интенсивность ультрафиолетового облучения работающих при незащищенных участках поверхности кожи не более 0,2 м² (лицо, шея, кисти рук) общей продолжительностью воздействия излучения 50% рабочей смены не должна превышать 10 Вт/м².

В холодное время года работникам, работающим на открытом воздухе или в закрытых необогреваемых помещениях, предоставляются специальные перерывы для обогрева и отдыха, которые включаются в рабочее время.

Работодатель обязан обеспечить оборудование помещений для обогрева и отдыха работников.

В комплект средств индивидуальной защиты от температуры окружающей среды включены все предметы, надетые на человека: комнатная одежда, спецодежда, головной убор, рукавицы, обувь. Основной материал должен обладать защитными свойствами, соответствующими условиям трудовой деятельности, быть стойким к механическим воздействиям, атмосферным осадкам, воздействию света, различного рода загрязнителям, легко очищаться от последних. Он должен быть способным пропускать влагу из пододежного пространства в окружающую среду и иметь воздухопроницаемость, адекватную скорости ветра.

Повышенный уровень вибрации

По способу передачи вибрации на тело человека выделяют локальную и на общую. Общая вибрация передается через опорные поверхности на тело сидящего или стоящего человека. Локальная вибрация, возникает при работе с ручным механизированным инструментом.

От воздействия вибрации в первую очередь страдает нервная система и анализаторы: вестибулярный, зрительный, тактильный. У рабочих вибрационных профессий отмечены головокружения, расстройство координации движений, симптомы укачивания, вестибуловегетивная неустойчивость. Постоянное воздействие вибрации на организм человека может привести к профессиональному заболеванию – вибрационной болезни.

Средствами индивидуальной защиты от вибраций являются рукавицы, перчатки, виброзащитная обувь и прокладки из пластмасс, резины. Крайне необходимой мерой для уменьшения опасного действия вибрации на организм является медицинское наблюдение, лечебно-профилактические мероприятия, и конечно, правильная организация труда и отдыха.

Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны

Количество вредных веществ, содержащихся в воздухе рабочей зоны должно быть не больше предельно допустимых концентраций (ПДК). ПДК транспортируемых газов, вредных примесей и некоторых применяемых веществ:

- метан по санитарным нормам относится к 4-му классу опасности (малоопасные вредные вещества со значением ПДК в пересчете на углерод) – 300 мг/м³;
- нефть по санитарным нормам относится к 3-му классу опасности – 10 мг/м³;
- ПДК сероводорода в присутствии углеродов (C1-C5) – 3 мг/м³ (2-ой класс опасности);
- ПДК сернистого газа (SO₂) в воздухе рабочей зоны 10 мг/м³ (3 класс – умеренно опасные вредные вещества);
- ПДК метанола (CH₃OH) в воздухе рабочей зоны (по санитарным нормам) – 5 мг/м³.

В случае превышения ПДК, работники должны быть обеспечены индивидуальными средствами защиты, такими как противогазы и респираторы. В качестве коллективной защиты применять средства вентиляции.

Недостаточное освещение рабочей зоны

Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в ГОСТ Р 55710-2013 «Освещение рабочих мест внутри зданий. Нормы и методы измерений» [51]. На буровой используется естественное и искусственное освещение, а также предусмотрено и аварийное.

В соответствии с Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности [14] светильники буровых установок должны обеспечивать освещенность:

- роторного стола – 100 лк;
- пути движения талевого блока – 30 лк;
- помещения вышечного и насосного блоков – 75 лк;

- превенторной установки – 75 лк;
- лестниц, маршей, сходов, приемного моста – 10 лк.

Повреждения в результате контакта с насекомыми

Буровая установка расположена в полевых условиях и поэтому в близлежащих окрестностях обитают кровососущие насекомые (клещи, комары, мошки и т.д.). Исходя из этого работники должны быть обеспечены за счет предприятия соответствующими средствами защиты, а также накомарниками.

5.1.2 Характеристика опасных факторов изучаемой производственной среды

Пожаробезопасность

В процессе бурения скважин пожары возникают по следующим причинам:

- взаимодействия открытого огня с огнеопасными веществами (нефть, газ и т.д.);
- в результате газонефтеводопроявления (ГНВП);
- курение в неположенном месте;
- нарушение порядка хранения пожароопасных материалов;
- нарушение правил эксплуатации электрического оборудования;
- применение неисправных осветительных приборов, электропроводки и устройств, дающих замыкание.

Буровая установка должна быть обеспечена средствами пожаротушения. Противопожарные щиты располагаются: в насосной – у входа на буровую, в котельной, в роторном сарае и на складе ГСМ. В двадцати метрах от культбудки должен быть оборудован инвентарный пожарный щит. Каждый пожарный щит должен содержать:

- огнетушитель пенный – 2 шт;
- лопата – 2 шт;
- багор – 2 шт;

- топор – 2 шт;
- ведро – 2 шт;
- ящик с песком – 1 шт;
- кошма 2×2 м – 1 шт.

Для исключения возгорания по причине короткого замыкания в электромеханизмах должны использоваться предохранители.

Повышенное значение напряжения в электрической цепи

С целью снижения вероятности поражения рабочих электрическим током необходимо проводить следующие мероприятия:

- проектирование, монтаж, наладка, испытание и эксплуатация электрооборудования буровых установок должны проводиться в соответствии с требованиями «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ) [52].
- применения защитного заземления буровой установки;
- применение блокировочных устройств;
- применение средств индивидуальной защиты (резиновые перчатки, боты, инструмент с изолированными ручками) при обслуживании электроустановок;
- Применение средств коллективной защиты: оградительные, автоматического контроля и сигнализации, изолирующие устройства и покрытия, устройства защитного заземления и зануления, устройства автоматического отключения, плакаты по охране труда.

Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования

Для устранения причин возникновения механических травм необходимо все работы проводить согласно правилам безопасности, на производственном объекте. Кроме того, необходимо:

- оградить вращающиеся части механизмов;

- обеспечить машинные ключи страховочными канатами;
- проводить своевременно инструктажи по технике безопасности;
- при ремонте должны вывешиваться знаки, оповещающие о проведении ремонтных работ;
- весь рабочий персонал должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты (касками, спецодеждой, рукавицами и т. д.);
- проведение проверки состояния ремней, цепей, тросов и их натяжения;
- проведение плановых и неплановых проверок пусковых и тормозных устройств;
- при работе на высоте рабочий должен быть обеспечен страховым поясом;
- пол должен быть сделан из рифленого металла, исключающего возможность скольжения;

5.2 Экологическая безопасность

На сегодняшний день нефтяная промышленность является одной из самых наиболее загрязняющих экологию отраслей. Это связано с тем, что все технологические процессы могут вызывать нарушение экологической обстановки. Именно поэтому необходимо уделять большое внимание охране окружающей среды.

5.2.1 Атмосфера

Загрязнение атмосферы при бурении скважин в первую очередь происходит за счет использования дизельных установок. Также источником загрязнения атмосферы могут явиться выбросы при нефте- и газопроявлениях, сжигании углеводородов на факельных установках в процессе очистки призабойной зоны пласта, при работе котельных установок на буровых. Для

защиты атмосферы следует, в большем количестве использовать электрические приводы, не допускать нефте- и газопрооявления, а в случае возникновения в ближайшее врем ликвидировать. С целью предотвращения в аварийных ситуациях, открытого фонтанирования и загрязнения нефтью прилежащих территорий, устье скважины оборудуется противовыбросовым оборудованием согласно ГОСТ 13862-90 «Оборудование противовыбросовое» [53].

5.2.2 Гидросфера

В процессе бурения происходит загрязнение подземных водоносных горизонтов производственными водами (буровой раствор, нефтепродукты, минеральные воды), бытовыми стоками. При вскрытии поглощающих горизонтов буровой раствор может поступить в водоносный горизонт, тем самым произойдёт загрязнение водяного пласта. При негерметичности шламового амбара может произойти поступление бурового раствора в близко лежащие водяные пласты и тем самым так же произойдёт загрязнение питьевой воды.

5.2.3 Литосфера

Отрицательное воздействие на литосферу осуществляется при следующих воздействиях:

- порубка древесная при сооружении площадок, коммуникаций, жилых поселков;
- уничтожение и повреждения почвенного слоя сельхозугодий и других земель;
- загрязнение почвы нефтепродуктами, химреагентами и другими веществами;
- засорение почвы производственными отходами и мусором.
- При бурении и креплении скважины должны выполняться следующие мероприятия с целью предотвращения загрязнения литосферы:

- размеры земельных амбаров должны быть строго соблюдены, так как эти емкости должны обеспечить сбор отработанного бурового раствора, сточных вод и выбуренной породы (шлама) на весь период строительства скважины;

- хранение запасов бурового раствора, ГСМ и нефтепродуктов должно осуществляться только в металлических емкостях;

- транспортировку неупакованных сыпучих материалов осуществлять специальным транспортом (цементовозы, смесительные машины);

- транспортировку жидких веществ (нефть, химреагенты, ГСМ и др.) осуществлять только в цистернах или специальных емкостях;

- образующиеся вовремя СПО переливы бурового раствора и сточные воды, после мытья пола буровой или оборудования, должны стекать в шламовый амбар;

- при ликвидации скважины установить под последним объектом цементный мост высотой 50 метров.

После бурения скважины и демонтажа оборудования, необходимо выполнить следующие мероприятия:

- разбить все фундаментные основания, очистить всю территорию от металлолома и другого мусора;

- засыпать все амбары, траншеи, разровнять обваловку и спланировать площадку;

- произвести восстановление плодородного слоя земли.

Все работы по охране окружающей среды и рекультивации земель проводятся в соответствии с нормативными документами стандарта системы охраны природы [54].

5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация — это обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которая может повлечь или повлекла за собой человеческие смерти, а также ущерб здоровью людей или окружающей среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

Возможные чрезвычайные ситуации при строительстве скважин:

- Лесные пожары
- Газонефтеводопроявления (ГНВП)
- Взрывы ГСМ
- Разрушение буровой установки

Самым опасным и наиболее распространенным видом чрезвычайных ситуаций при бурении нефтяных и газовых скважин, является газонефтеводопроявления (ГНВП).

Основными причинами возникновения ГНВП являются:

- недостаточная плотность бурового раствора, вследствие, ошибки при составлении плана работ или несоблюдении рекомендуемых параметров промывочной жидкости буровой бригадой;
- недолив скважины при спуско-подъемных операциях;
- поглощение жидкости, находящейся в скважине;
- уменьшение плотности жидкости при длительных остановках за счет поступления газа из пласта;
- длительные остановки скважины без промывки.

5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.4.1 Специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны)

К самостоятельному выполнению работ по бурению скважин допускаются лица старше 18 лет, прошедшие медицинский осмотр в установленном порядке и не имеющие противопоказаний к выполнению данного вида работ, имеющие соответствующую квалификацию и допущенные к самостоятельной работе в установленном порядке. Перед допуском к самостоятельной работе рабочий проходит стажировку в течение 2-14 смен (в зависимости от характера работы, квалификации работника) под руководством специально назначенного лица.

Рабочий, выполняющий работу при помощи электроинструмента, должен иметь группу по электробезопасности не ниже II. Повторную проверку знаний безопасных методов работ рабочий должен проходить не реже одного раза в 12 месяцев.

Рабочий должен:

- знать санитарно-гигиенические условия труда и соблюдать требования производственной санитарии;
- знать требования, изложенные в инструкциях (паспортах) заводо-изготовителей оборудования и инструкции по охране труда;
- пользоваться при выполнении работ средствами индивидуальной защиты, выдаваемыми в соответствии с Типовыми отраслевыми нормами, бесплатной выдачи рабочим и служащим специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты. Рабочему выдаются: костюм х/б, рукавицы х/б с накладками из винил кожи, ботинки кожаные, каска защитная, очки защитные. На наружных работах зимой дополнительно выдаются: куртка х/б на утепляющей прокладке, брюки х/б на утепляющей прокладке, тёплая обувь, подшлемник;

- уметь оказывать доврачебную помощь пострадавшему;
- выполнять правила внутреннего трудового распорядка;
- иметь четкое представление об опасных и вредных производственных факторах, связанных с выполнением работ, и знать основные способы защиты от их воздействия: недостаточная освещенность рабочей зоны, повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны, повышенная концентрация вредных веществ в воздухе рабочей зоны, движущееся и вращающееся механизмы и оборудование.

Рабочий не должен подвергать себя опасности и находиться в местах производства работ, которые не относятся к непосредственно выполняемой им работе.

О каждом несчастном случае на производстве пострадавший или очевидец немедленно должен сообщить непосредственному руководителю работ.

Рабочий должен оказывать содействие и сотрудничать с нанимателем в деле обеспечения здоровых и безопасных условий труда, немедленно извещать своего непосредственного руководителя или иное должностное лицо нанимателя о неисправности оборудования, инструмента, приспособлений, транспортных средств, средств защиты, об ухудшения своего здоровья.

5.4.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Рабочее место и взаимное расположение всех его элементов должно соответствовать антропометрическим, физическим и психологическим требованиям. Большое значение имеет также характер работы. В частности, при организации рабочего места должны быть соблюдены следующие основные условия: оптимальное размещение оборудования, входящего в состав рабочего места и достаточное рабочее пространство, позволяющее осуществлять все необходимые движения и перемещения.

Заключение

В выпускной квалификационной работе применены технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины глубиной 2317 метров на нефтегазоконденсатном месторождении Томской области. Работа состоит из пяти основных частей.

В общей и геологической части представлены: географо-экономическая характеристика района работ, обзорная карта района, параметры флюидонасыщенности, геологические условия бурения, а также зоны возможных осложнений.

В технологической части выпускной квалификационной работы приведены основные технологические решения при строительстве скважины: выбран оптимальный профиль наклонно-направленной скважины, запроектирован способ заканчивания с перфорированной эксплуатационной колонной и фильтром, подобрана рецептура буровых растворов, обоснован выбор породоразрушающего инструмента, подобраны оптимальные компоновки низа бурильной колонны, а также спроектированы основные решения при заканчивании скважины.

В специальной части раскрыта классификация морских стационарных платформ.

В разделе финансовый менеджмент была рассчитана нормативная карта строительства скважины и полная сметная стоимость строительства скважины.

Раздел социальная ответственность был посвящен охране окружающей среды технике безопасности при бурении, и правилам безопасности при чрезвычайных ситуациях.

Список литературы

1. А.В. Епихин, А.В. Ковалев, А.Ю. Тихонов, И.А. Башкиров. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016. – 152 с.
2. М.А. Самохвалов, А.В. Ковалев, А.В. Епихин. Заканчивание скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016. - 92 с.
3. В.Ф. Абубакиров, В.Л. Архангельский, Ю.Г. Буримов и др. Буровое оборудование: справочник: в 2-х. т – М.: Недра, 2000. – Т.1.
4. Р.А. Ганджумян, А.Г. Калинин, Н.И. Сердюк. Расчеты в бурении: справочное пособие, – М: РГГРУ, 2007. – 668 с.
5. Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов, Ю.М. Проселков. Заканчивание скважин: учебник для вузов. – М: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 670 с.
6. Хайн Норман Дж. Геология, разведка, бурение и добыча нефти. – М.: ЗАО «Олимп-Бизнес», 2010. – 752 с.
7. Единые нормы времени на монтаж и демонтаж вышек и оборудования для бурения [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://standartgost.ru/g/pkey-14293743268> (дата обращения: 29.04.2019).
8. Единые нормы времени на бурение скважины на нефть и газ и другие полезные ископаемые [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.libussr.ru/doc_ussr/usr_13204.htm (дата обращения: 29.04.2019)
9. Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважины [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.lawru.info/dok/1986/03/07/n117807.htm> (дата обращения: 29.04.2019).
10. СНиП IV-5-82. Сборник 49. Скважины на нефть и газ: в 3-х т.

11. Письмо Координационного центра по ценообразованию и сметному нормированию в строительстве от 14 декабря 2018 г. № КЦ/2018-12ти «Об индексах изменения сметной стоимости строительства по Федеральным округам и регионам Российской Федерации на декабрь 2018 года».

12. Г.Ю. Боярко, О.В. Пожарницкая, В.Б. Романюк и др. Методические указания для выполнения раздела выпускной квалификационной работы «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»: методические указания. Томский политехнический университет. Томск, 2017. – 166 с.

13. ГОСТ 12.0.003-2015. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы.

14. Правила в нефтяной и газовой промышленности (Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности). – Новосибирск: Норматика, 2019. – 164 с. – (Кодексы. Законы. Нормы).

15. ГОСТ 12.4.125-83. ССБТ. Средства коллективной защиты работающих от воздействия механических факторов.

16. ГОСТ 12.4.205-99. ССБТ. Средства индивидуальной защиты от падения с высоты. Удерживающие системы. Общие технические требования. Методы испытаний.

17. ГОСТ 12.3.050-201. ССБТ. Строительство. Работы на высоте. Правила работы.

18. ГОСТ 12.2.003-91. ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

19. ИПОТ 131-2008. Инструкция по промышленной безопасности и охране труда для оператора по подготовке скважин к капитальному и подземному ремонтам.

20. МР 2.2.7.2129-06. Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях.

21. СНиП 2.04.05-91. Отопление, вентиляция и кондиционирование.

22. ГОСТ 12.1.003-83. ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
23. ГОСТ 12.1.012-2004. ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.
24. СНиП 23-03-2003. Защита от шума.
25. ГОСТ 12.4.124-83. ССБТ. Средства защиты от статического электричества. Общие технические требования.
26. ГОСТ 12.1.018-93. ССБТ. Пожаровзрывобезопасность статического электричества. Общие требования.
27. СП 52.13330.2011. Естественное и искусственное освещение.
28. СНиП 23-05-95. Естественное и искусственное освещение.
29. ГОСТ 12.1.044-89. ССБТ. Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения.
30. ППБО-85. Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности.
31. ГОСТ 12.1.007-76. ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
32. ГН 2.2.5.1313-03. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.
33. ГН 2.2.6.1762-03. ПДК микроорганизмов-продуцентов, бактериальных препаратов и их компонентов в воздухе рабочей зоны.
34. Трудовой кодекс Российской Федерации.
35. РД 39-133-94. Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефти и газ на суше.
36. ОНД-86. Методика расчета вредных веществ в атмосферном воздухе, содержащихся в выбросах предприятий.
37. РД 52.04.186-89. Руководство по контролю загрязнения атмосферы.
38. ПДК загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных мест (дополнения № 1-3).

39. ГОСТ 17.1.3.12-86. Общие правила охраны вод от загрязнения при бурении и добыче нефти и газа.

40. ОСТ 51-01-03-84. Охрана природы. Гидросфера. Очистка сточных вод в морской нефтедобыче. Основные требования к качеству очистки.

41. ГОСТ 17.4.3.02-85. Требования к охране плодородного слоя почвы при производстве земляных работ.

42. РД 39-0147103-356-86. Инструкция по рекультивации земель, загрязненных нефтью.

43. ГОСТ 17.5.3.04-83. ССОП. Земли. Общие требования к рекультивации земель.

44. Федеральный закон «О трудовых пенсиях в Российской Федерации» от 17.12.2001 №173-ФЗ.

45. Постановление правительства РФ от 25.02.2000 г. №163 «Об утверждении перечня тяжелых работ и работ с вредными или опасными условиями труда, при выполнении которых запрещается применение труда лиц моложе восемнадцати лет».

46. ГОСТ 12.2.033-78. ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования.

47. ГОСТ 12.2.032-78. ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования.

48. Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://pdf.standartgost.ru/catalog/Data2/1/4293783/4293783185.pdf>. (дата обращения: 29.04.2019).

49. Единые нормы времени на монтаж и демонтаж вышек и оборудования для бурения. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://pdf.standartgost.ru/catalog/Data2/1/4293743/4293743268.pdf>. (дата обращения: 29.04.2019).

50. Единые нормы времени на бурение скважины на нефть и газ и другие полезные ископаемые. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://pdf.standartgost.ru/catalog/Data2/1/4293743/4293743208.pdf>. (дата обращения: 29.04.2019).

51. ГОСТ Р 55710-2013. Освещение рабочих мест внутри зданий. Нормы и методы измерений.

52. Приказ Минэнерго России №204 от 08.07.2002 «Об утверждении «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ)».

53. ГОСТ 13862-90. Оборудование противовыбросовое.

54. ГОСТ 17.0.0.01-76. Система стандартов в области охраны природы и улучшения использования природных ресурсов.

Приложение А (обязательное)

Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ

Таблица А.1 – Географическая характеристика района строительства

Наименование	Значение
Месторождение	Газоконденсатное месторождение
Административное расположение: – республика – область (край)	РФ Томская
Температура воздуха, °С: – среднегодовая – наибольшая летняя – наименьшая зимняя	-2 +35 -53
Продолжительность отопительного периода в году, сутки	252
Продолжительность зимнего периода в году, сутки	190
Азимут преобладающего направления ветра, град	240
Наибольшая скорость ветра, м/с	до 20
Интервал залегания многолетнемерзлой породы, м – кровля – подошва	нет
Геодинамическая активность	низкая
Электрификация	ЛЭП Резервный источник – ДЭС-200
Основные пути сообщения и доставки грузов – в летнее время – в зимнее время	по воздуху на вертолетах автотранспорт по зимникам



Рисунок А.1 – Обзорная карта района ведения работ

Приложение Б
(обязательное)

Геологическая характеристика скважины

Таблица Б.1 – Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент каверзости пластов

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве		Коэффициент каверзости в интервале
от (верх)	до (низ)	название	индекс	угол, град	Азимут, град	
1	2	3	4	5	6	7
0	60	Четвертичные отложения	Q	0		1.3
60	170	Некрасовская	Pg ₃ -N nk	0		1.3
170	200	Чеганская	Pg ₂ -Pg ₃ cg	0		1.3
200	280	Люлинворская	Pg ₂ ll	0		1.3
280	300	Талицкая	Pg ₁ tl	0		1.3
300	410	Ганькинская	K ₂ gn	0		1.7
410	470	Славгородская	K ₂ sl	0		1.7
470	525	Ипатовская	K ₂ ip	0		1.7
525	550	Кузнецовская	K ₂ kz	0		1.7
550	1350	Покурская	K ₁₋₂ pk	0		1.7
1350	1375	Алымская	K ₁ al	0		1.7
1375	1960	Киялинская	K ₁ kls	0		1.7
1960	2000	Тарская	K ₁ tr	0		1.1
2000	2255	Куломзинская	K ₁ klm	0		1.1
2255	2280	Беженовская	J ₃ bg	0		1.1
2280	2365	Васюганская	J ₃ vs	0		1.1

Таблица Б.2 – Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфи- ческого подразделения	Интервал, м		Горная порода		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	от (верх)	до (низ)	Краткое название	% в интервале	
1	2	3	4	5	6
Q	0	60	Пески глины	50 50	почвенно-растительный слой; пески, алюквивальные, озерные, болотные пески и глины ледниковые
P ₃	60	170	глины пески супеси	20 10 70	супеси с прослоями песков и глин с линзами бурого угля
P ₂₋₃	170	200	глины пески	70 30	глины зеленые, алевроитистые, в нижней части пески
P ₂	200	280	глины	100	глины зеленовато-серые, плотные
P ₁	280	300	глины супеси	90 10	глины темно- серые, алевроитистые с прослоями супесей
K ₂	300	410	глины супеси	85 15	глины зеленоватые, известковистые, супеси серые
K ₂	410	470	глины пески	90 10	глины опоковидные с прослоями песков
K ₂	470	525	глины пески песчаники	65 25 10	глины зеленовато-черные, опоковидные плотные с прослоями песков и песчаников
K ₂	525	550	глины	100	глины серые, опоковидные, с прослоями темно-серых, черных в низах с глауконитом

Окончание таблицы Б.2

K1-2	550	1350	пески песчаники глины алевролиты	60 20 10 10	пески и песчаники с прослоями и линзами глин и алевролитов
K ₁	1350	1375	глины алевролиты песчаники	65 25 10	глины с прослоями алевролитов и песчаников в верхней части разреза
K ₁	1375	1960	песчаники глины алевролиты	50 30 20	чередование песчаников с аргиллитами и зеленоватыми глинами
K ₁	1960	2000	песчаники глины	60 40	песчаники с прослоями глин
K ₁	2000	2255	песчаники глины алевролиты	50 30 20	песчаники с прослоями глин и линзами алевролитов
J ₃	2255	2280	аргиллиты	100	черные битуминозные аргиллиты
J ₃	2280	2365	аргиллиты песчаники алевролиты	40 50 10	песчаники с линзами аргиллитов и с прослоями алевролитов

Таблица Б.3 – Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины

Индекс стратигра- фического подразде- ления	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плот- ность, г/см ³	По- рис- тость, про- цент	Прони- цаемо- сть, мдарси	Глинс- тость, процент	Карбо- нат- ность, процент	Твер- дость, кгс/мм	Рас- слоен- ность поро- ды	Абра- зив- ность	Категория породы промышленной классификации (мягкая, средняя и т.п.)
	от (верх)	до (низ)										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Q	0	60	пески	2.1	30	2500	10	0	-	1	10	мягкая
			глины	2.4	20	0	100	0	10	5	4	мягкая
P3	60	170	глины	2.4	20	0	100	0	10	5	4	мягкая
			пески	2.1	30	2500	20	0	-	5	10	мягкая
			супеси	2.0	20	0	40	0	15	5	10	мягкая
P2-3	170	200	глины	2.4	20	0	100	0	10	5	4	мягкая
			пески	2.2	25	1	50	0	-	5	10	мягкая
P2	200	280	глины	2.4	20	0	100	4	10	5	4	мягкая
P1	280	300	глины	2.4	20	0	100	10	10	5	4	мягкая
			супеси	2.2	20	10	40	50	-	5	10	мягкая
K2	300	410	глины	2.4	20	0	100	0	10	4	4	мягкая
			супеси	2.2	22	10	40	0	10	4	10	мягкая
K2	410	470	глины	2.4	20	0	100	0	10	4	4	мягкая
			пески	2.2	22	10	40	0	10	4	10	мягкая

Окончание таблицы Б.3

К2	470	525	Глины	2.4	20	0	100	10	10	5	4	мягкая
			пески	2.1	20	10	40	0	10	5	10	мс
			песчаники	2.2	20	10	100	20	20	5	10	мс
К2	525	550	глины	2.4	20	0	100	3	10	5	4	мягкая
К1-2	550	1350	пески	2.4	20	10	10	10	15	5	10	мс
			песчанки	2.0	22	10	20	10	20	5	10	мс
			алевролиты	2.2	20	15	20	3	20	2.5	6	средняя
			глины	2.4	16	0	80	10	10	5	4	мс
К1	1350	1375	алевролиты	2.2	20	15	20	3	20	2.5	6	средняя
			песчанки	2.0	22	15	0	3	15	2.5	10	средняя
			глины	2.4	22	0	100	3	20	2.5	4	средняя
К1	1375	1960	песчанки	2.0	22	20	0	3	15	2.5	10	средняя
			глины	2.4	20	0	100	3	20	2.5	4	средняя
			алевролиты	2.3	16	10	30	3	25	2.5	6	средняя
К1	1960	2000	песчанки	2.2	22	20	20	3	20	3.5	10	средняя
			глины	2.4	20	0	100	3	20	3.5	4	средняя
К1	2000	2255	песчанки	2.2	20	2000	30	10	25	3.5	10	средняя
			глины	2.4	20	0	60	10	20	3	4	средняя
			алевролиты	2.4	20	10	30	10	25	3	6	средняя
Ј3	2255	2280	аргиллиты	2.45	17	50	100	10	50	2	6	средняя
Ј3	2280	2365	аргиллиты	2.45	12	0	100	5	50	3	4	средняя
			песчанки	2.3	20	87	20	8	100	2.5	10	средняя
			алевролиты	2.45	16	20	30	8		2.5	6	средняя

Таблица Б.4 – Давление и температура по разрезу скважины

Индекс стратиграф ического подразделен ия	Интервал, м		Градиент давления								Температура в конце интервала
			пластового		порового		гидроразрыва		горного		градус
	от (верх)	до (низ)	кгс/см ² на м		кгс/см ² на м		кгс/см ² на м		кгс/см ² на м		
			от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4	5	7	8	10	11	13	14	16
Q	0	60	0.000	0.100	0.000	0.100	0.000	0.200	0	0.22	25
Pg ₃ -N nk	60	170	0.100	0.100	0.100	0.100	0.200	0.200	0.22	0.22	28
Pg ₂ -Pg ₃ cg	170	200	0.100	0.100	0.100	0.100	0.200	0.200	0.22	0.22	29
Pg ₂ ll	200	280	0.100	0.100	0.100	0.100	0.200	0.200	0.22	0.22	31
Pg ₁ tl	280	300	0.100	0.100	0.100	0.100	0.200	0.200	0.22	0.22	31
K ₂ gn	300	410	0.100	0.100	0.100	0.100	0.200	0.200	0.22	0.22	34
K ₂ sl	410	470	0.100	0.100	0.100	0.100	0.200	0.200	0.22	0.22	35
K ₂ ip	470	525	0.100	0.100	0.100	0.100	0.170	0.170	0.22	0.22	37
K ₂ kz	525	550	0.100	0.100	0.100	0.100	0.170	0.170	0.22	0.22	37
K ₁₋₂ pk	550	1350	0.100	0.100	0.100	0.100	0.170	0.170	0.22	0.22	56
K ₁ al	1350	1375	0.100	0.100	0.100	0.100	0.170	0.170	0.23	0.23	57
K ₁ kls	1375	1960	0.100	0.100	0.100	0.100	0.170	0.170	0.23	0.23	74
K ₁ tr	1960	2000	0.100	0.100	0.100	0.100	0.170	0.170	0.23	0.23	75
K ₁ klm	2000	2255	0.100	0.100	0.100	0.100	0.165	0.165	0.23	0.23	81
J ₃ bg	2255	2280	0.100	0.100	0.100	0.100	0.165	0.165	0.23	0.23	81
J ₃ vs	2280	2365	0.098	0.098	0.098	0.098	0.165	0.165	0.23	0.23	84

Приложение В
(обязательное)

Характеристика нефтегазоводоносности месторождения (площади)

Таблица В.1 – Нефтеносность по разрезу скважины

Индекс страти- графичес- кого подразде- ления	Интервал, м		Тип кол- лек- тора	Плотность, г/см ³		Подвиж- ность, дарси на сантимуаз		Содер- жание серы, про- цент по весу	Содер- жание пара- фина, про- цент по весу	Сво- бод- ный де- бит, т/сут	Параметры растворенного газа					
	от (верх)	до (низ)		в плас- товых усло- виях	после дега- зации	в плас- товых усло- виях	посл е дега- заци и				газо- вый фак- тор, м ³ /м ³	содер- жание сери- вода- рода, про- цент по объе- му	содер- жание угле- кисло- го газа, про- цент по объему	относ- итель- ная по возду- ху плот- ность газа	коэф- фици- ент сжи- мае- мости 1/МПа 10 ⁻⁴	давле- ние насы- щения в пласто- вых усло- виях кгс/см ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
J3 vs ю13	2340	2344,9	поров.	0,685	0,817	<0,03		0,42	3,4	25	157	-	1.26	0.879	0,855	163
J3 vs ю14	2345	2357	поров.	0,670	0,817	<0,03		0,42	3,4	92	157	-	1.7	0.822	0,855	187

Таблица В.2 – Газоносность по разрезу скважины

Индекс стратигра- фического подраз- деления	Интервал, м		Тип коллек- тора	Состояние (газ, конденсат)	Содер- жание серо- водо- рода, % по объему	Содер- жание углеки- сло- го газа, % от объема	Относи- тельная по воздуху плот- ность газа	Коэффици- ент сжима- емости газа в пластовых условиях	Свобод- ный дебит тыс. м³/сут	Плотность газоконденсата, г/см³		Фазовая проница- емость, мкм²*10⁻³
	от (верх)	до (низ)								в пласто- вых условиях	на устье сква- жины	
J ₃ vs ю ₁ ³	2339.9	2340	поров.	газ, конденсат	-	0.85	0.74	0.855	112.5	-	0.732	17.2
J ₃ vs ю ₁ ⁴	2344.9	2345	поров.	газ, конденсат	-	0.85	0.74	0.855	414	-	0.732	80.4

Таблица В.3 – Водоносность по разрезу скважины

Индекс страти- графичес- кого подразде- ления	Интервал, м		Тип коллек- тора	Плот- ность, г/см ³	Сво- бод- ный дебит, м ³ /сут	Фазо- вая прони- цае- мость, мдарси	Химический состав воды в мг- эквивалентный форме						Степень минера- лизации М, г/л	Тип воды по Сулину: ГКН – гидрокар- бонатно- натриевый ХЛК – хлор- кальци- евый	Относится к источнику питьевого водоснаб- жения (да, нет)
	от (верх)	до (низ)					анионы			катионы					
							Cl ⁻	SO ₄ ⁻	HCO ₃ ⁻	Na ⁺⁺ Me	Mg ⁺⁺	Ca ⁺⁺			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
P ₃	60	200	поровый	1.00	1	500							0,1	ГКН	да
K ₁₋₂ pk	550	1350	поровый	1.01	200	1000	50	0	1	44	0.2	5	15	ХЛК	нет
K _{1 al} -K _{1 kls}	1350	1960	поровый	1.01	25	20	50	0.1	0	45	1	5	18	ХЛК	нет
K _{1 tr} - K _{1 klm}	1960	2255	поровый	1.01	4	30	49	0	1	35	0.2	14	17	ХЛК	нет

Приложения Г
(обязательное)

Зоны возможных осложнений

Таблица Г.1 – Возможные осложнения по разрезу скважины

Индекс стратигра- фического подразде- ления	Интервал, м		Максимальная интенсивность поглощения, м ³ /час	Расстояние от устья скважины до статистичес- кого уровня при его максимальном снижении, м	Имеется ли потеря циркуляции (да, нет)	Градиент давления поглощения кгс/см ² на м		Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)				при вскры- тии	после изоля- ционных работ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Q - P _{3nk}	0	170	1	10	нет	0.15	0.2	Увеличение плотности промывочной жидкости против проектной, репрессия на пласт более 20% гидростатического давления
K ₁ al	1350	1375	1	30	нет	0.12	0.17	
K _{1tr}	1960	2000	1	30	нет	0.12	0.17	

Окончание таблицы Г.1

J ₃ vs	2280	2365	1	30	нет	0.115	0.165	
-------------------	------	------	---	----	-----	-------	-------	--

Приложение Д
(обязательное)

Расчеты профиля проектируемой скважины

Таблица Д.1 – Данные по профилю наклонно-направленной скважины

Тип профиля				J-образный							
Исходные данные											
Глубина скважины по вертикали, м				2377		Интенсивность искривления на участке набора зенитного угла, град/10 м				1,0413	
Глубина кровли продуктивного пласта (цели), м				2345		Зенитный угол в конце участка набора угла, град				20	
Отход скважины, м				800		Зенитный угол в конце участка падения угла, град				-	
Длина первого участка стабилизации, м				50		Зенитный угол при входе в продуктивный пласт, град				20	
Длина интервала бурения по пласту (мощность пласта), м				12		Длина второго участка стабилизации, м				2242,03	
Длина участка под зумпф, м				20							
Расчётные данные											
№ интервала	Длина по вертикали, м			Отход, м			Зенитный угол, град		Длина по стволу, м		
	от	до	всего	от	до	всего	в начале	в конце	от	до	всего
1	0,00	50,00	50,00	0,00	0,00	0,00	0,000	0,000	0,00	50,00	50,00
2	50,00	238,19	188,19	0,00	33,18	33,18	0,000	20,000	50,00	242,06	192,06
3	238,19	2345,00	2106,81	33,18	800,00	466,82	20,000	20,000	242,06	2484,09	2242,03
4	2345,00	2377,00	33,00	800,00	809,83	9,83	20,000	20,000	2484,09	2517,64	35,55
Примечание — Интенсивность набора зенитного угла на 2 интервале рассчитана в автоматическом режиме и составляет 1,0413 град/10 м, длина этого участка стабилизации, указанная в таблице, определена аналогично.											

Приложение Е (обязательное)

Данные по проектированию конструкции скважины

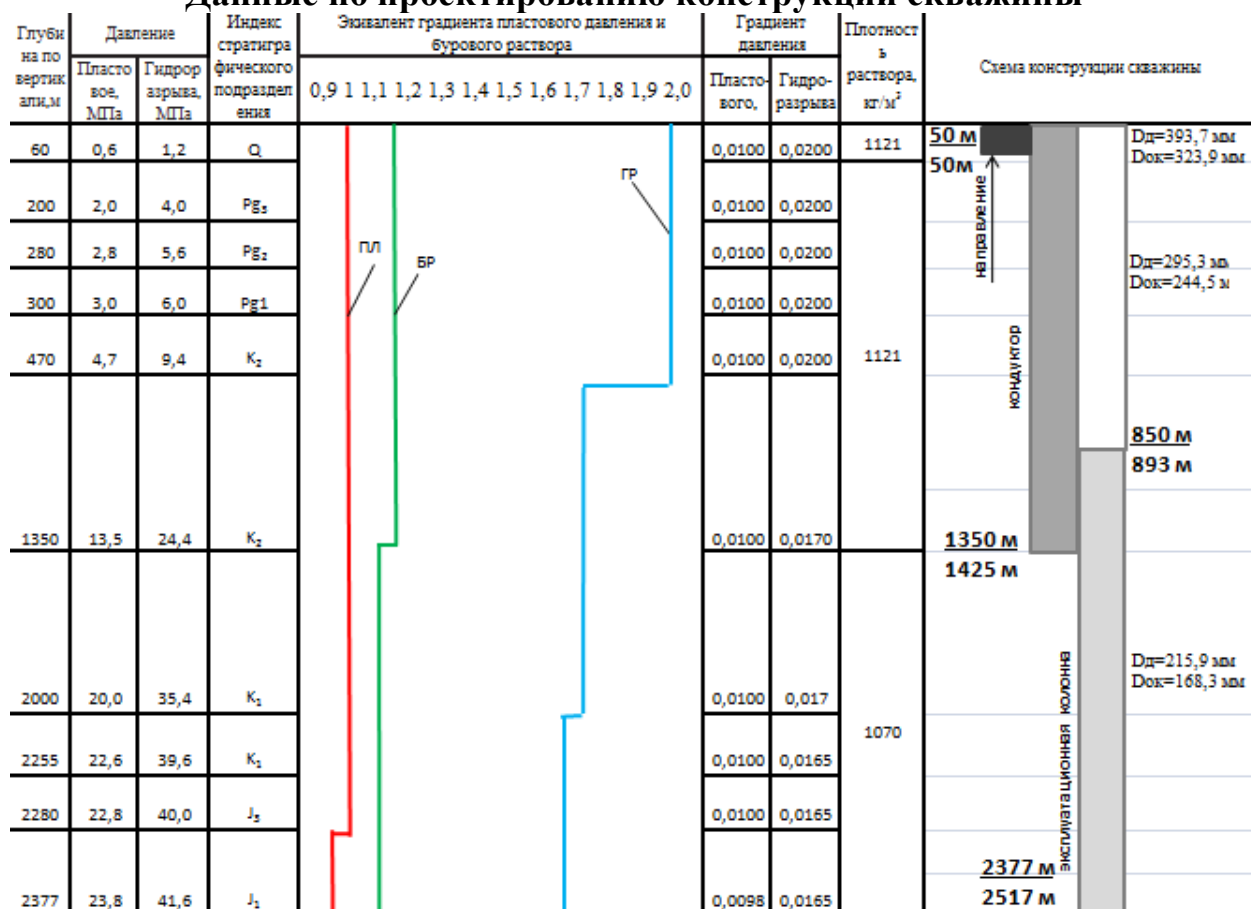


Рисунок Е.1 – Совмещенный график давлений

Приложение Ж
(обязательное)

Компоновка низа бурильной колонны

Таблица Ж.1 – Проектирование КНБК по интервалам бурения

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Суммарный вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
1	2	3	4	5	6	7	8
Бурение под направление (0-50 м)							
1	Долото БИТ 393,7 Z1RS MRD1J	0,40	393,7	-	3-152	Ниппель	0,18
2	Переводник П 3-152/117	0,52	203	90	3-152	Муфта	0,05
					3-171	Ниппель	
3	КЛС-393,7 СТ	1,4	393,7	-	3-171	Муфта	0,39
					3-171	Ниппель	
4	Переводник М 3-171/171	0,50	203	90	3-171	Муфта	0,05
					3-171	Муфта	
5	УБТ 203*90 Д	36	203	90	3-171	Ниппель	6,98
					3-171	Муфта	
6	Переводник П 3-171/133	0,52	203	90	3-171	Ниппель	0,05
					3-133	Муфта	
7	Бурильная труба ТБ ПК 127х9 Р	До устья	127	108,9	3-133	Ниппель	0,455
					3-133	Муфта	

Продолжение таблицы Ж.1

Бурение под кондуктор (50-1425 м)							
1	Долото БИТ 295,3 В 616 УМ.38	0,441	295,3	-	3-152	Ниппель	0,09
2	Калибратор КЛС-295,3 СТ	0,70	295,3	100	3-152	Муфта	0,2
					3-152	Ниппель	
3	Двигатель ДГР- 240М.5/6.64	9,02	240	-	3-152	Муфта	2,047
					3-171	Муфта	
4	Клапан переливной КП-240.010	0,47	203	50	3-171	Ниппель	0,064
					3-171	Муфта	
5	Клапан обратный КОБ-203	0,777	203	78	3-171	Ниппель	0,044
					3-171	Муфта	
6	Телесистема ЗТС МРТ	12	203	140	3-171	Ниппель	0,2
					3-171	Муфта	
7	Переводник П 3-171/133	0,536	203	95	3-171	Ниппель	0,05
					3-133	Муфта	
8	НУБТ 172*83 Д	9,45	172	83	3-133	Ниппель	1,60
					3-133	Муфта	
9	Переводник П 3-133/171	0,536	203	95	3-133	Ниппель	0,05
					3-171	Муфта	
10	УБТ 203*76Д	12	203	76	3-171	Ниппель	2,304
					3-171	Муфта	
11	Переводник П 3-171/147	0,536	203	95	3-171	Ниппель	0,05
					3-147	Муфта	

Продолжение таблицы Ж.1

12	УБТ 178*80Д	12	178	80	3-147	Ниппель	1,872
					3-147	Муфта	
13	Ясс гидрав. Jar-229	4,3	229	71,4	3-147	Ниппель	0,560
					3-147	Муфта	
14	Переводник П 3-147/121	0,517	178	95	3-147	Ниппель	0,05
					3-121	Муфта	
15	УБТ 146*75Д	24	146	75	3-121	Ниппель	2,47
					3-121	Муфта	
16	Переводник П 3-121/133	0,517	178	95	3-121	Ниппель	0,05
					3-133	Муфта	
17	БТ ПК 127*9 Р	До устья	127	108,6	3-133	Ниппель	44,87
					3-133	Муфта	
Бурение под эксплуатационную колонну (1425-2517 м)							
1	Долото БИТ 215,9 ВТ 613 УСВ.323- 01	0,37	215,9	-	3-117	Ниппель	0,043
2	Калибратор КЛС-215,9 СТК	0,42	215,9	-	3-117	Муфта	0,08
					3-117	Ниппель	
3	ДГР-195М.7/8.77	8,29	195	-	3-117	Муфта	1,43
					3-147	Муфта	
4	Клапан переливной КП-172.000-01	0,62	172	45	3-147	Ниппель	0,07
					3-147	Муфта	

Продолжение таблицы Ж.1

	Переводник П 3-147/171	0,52	178	101	3-147	Ниппель	0,068
					3-171	Муфта	
5	Клапан обратный КОБ-172	0,777	172	78	3-171	Ниппель	0,044
					3-171	Муфта	
6	Переводник П 3-171/108	0,701	178	95	3-171	Ниппель	0,044
					3-108	Муфта	
7	Телесистема ЗТС	9,6	172	140	3-108	Ниппель	0,7
					3-108	Муфта	
8	Переводник П 3-108/133	0,536	178	95	3-108	Ниппель	0,05
					3-133	Муфта	
9	НУБТ 172*135Д	9,45	172	135	3-133	Ниппель	1,60
					3-133	Муфта	
10	Переводник П 3-133/147	0,527	178	95	3-133	Ниппель	0,05
					3-147	Муфта	
11	БТ АБТ 147*9 Д	700	147	129	3-147	Ниппель	9,73
					3-147	Муфта	
12	Переводник П 3-147/121	0,536	178	95	3-147	Ниппель	0,05
					3-121	Муфта	
13	УБТ 146*80Д	48	146	80	3-121	Ниппель	4,944
					3-121	Муфта	
14	Переводник П 3-121/133	0,536	178	95	3-121	Ниппель	0,05
					3-133	Муфта	
15	Ясс гидрав. Яг- 172	4,3	172	63,6	3-133	Ниппель	0,560
					3-133	Муфта	
16	Переводник П 3-133/147	0,536	178	95	3-133	Ниппель	0,05
					3-147	Муфта	
17	УБТ 146*80 Д	24	146	80	3-147	Ниппель	2,472
					3-147	Муфта	

Окончание таблицы Ж.1

18	Переводник П 3-147/133	0,517	178	95	3-147	Ниппель	0,05
					3-133	Муфта	
19	Бурильная труба БТ ПК 127*9 Р	До устья	127	108,6	3-133	Ниппель	57,12
					3-133	Муфта	

Приложение 3
(обязательное)

Параметры, потребные объемы буровых растворов и химических реагентов

Таблица 3.1 – Запроектированные параметры бурового раствора

Исходные данные										
Интервал бурения по стволу, м		Коэффициент репрессии	Пластовое давление, МПа		Глубина по вертикали, м		g, м/с ²	Тип бурового раствора		
0	50	1,20	0,49		50		9,81	бentonитовый		
50	1425	1,15	13,3		1350			полимер-глинистый		
1425	2517	1,05	23,7		2317			полимер-глинистый		
Результаты проектирования										
Интервал бурения по стволу, м		Плотность, г/см ³	СНС ₁ , дПа	СНС ₁₀ , дПа	Условная вязкость, с	Водоотдача, см ³ /30 мин	рН	Сод. песка, %	ДНС, дПа	ПВ, сПз
0	50	1,19	6-10	12-20	50-80	<12	8-8,5	<2,0	12-20	10-12
50	1425	1,09	15-38	35-75	30-40	8-10	8-9	<1,5	35-80	15-20
1425	2517	1,05	10-20	30-60	30-50	4-6	9-10	<0,5	40-100	10-20

Таблица 3.2 – Результаты расчета потребного объема бурового раствора

Направление Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
0	50	50	393,7	-	1,3	7,91
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						0,33
Расчетные потери бурового раствора при очистке						4,79
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						0,2
Объем раствора в конце бурения интервала						58,33
Общая потребность бурового раствора на интервале:						58,33
Объем раствора к приготовлению:						58,33
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						0
Кондуктор Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
50	1425	1375	295,3	306,9	1,62	155,45
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						15,42
Расчетные потери бурового раствора при очистке						98,96
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						5,26
Объем раствора в конце бурения интервала						200,45
Общая потребность бурового раствора на интервале:						320,23
Объем раствора к приготовлению:						320,23
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						120,27
Экспл. колонна Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
1425	2517	1092	215,9	228,7	1,22	116,88
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						17,9
Расчетные потери бурового раствора при очистке						39,39
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						7,218
Объем раствора в конце бурения интервала						238,76
Общая потребность бурового раствора на интервале:						303,268
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						120,27
Объем раствора к приготовлению:						182,998

Таблица 3.3 – Результаты расчета потребного количества химических реагентов

Наименование материала	Назначение	Производитель	Упаковка ед. изм.	направление		кондуктор		экспл. колонна		итого	
				кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
Натр едкий (каустик)	Поддержание требуемого pH бурового раствора	ГК «Миррико»	25	59	3	321	13	183	8	563	24
Глинопор- шок «Основа- Медиум марки А»	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	ГК «Миррико»	1000	2950	3	-	-	-	-	2950	3
Сода кальциниро- ванная	Связывание ионов кальция и магния	ГК «Миррико»	25	59	3	321	13	183	8	563	24
Окзил-СМ	Снижение вязкости раствора при попадании глин и диспергируемой твёрдой фазы	ГК «Миррико»	25	59	3	-	-	-	-	59	3
Гаммаксан	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	ГК «Миррико»	25	-	-	3200	128	1830	74	5030	202

Окончание таблицы 3.3

Оснопак-ВО	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	ГК «Миррико»	25	-	-	96	4	55	3	151	7
Atren SA	Снижение поверхностного натяжения на границе фаз	ГК «Миррико»	25	-	-	320	13	183	8	503	21
AtrenThermo A	Стабилизатор, регулятор фильтрации, инкапсулятор	ГК «Миррико»	25	-	-	32	2	19	1	51	3
Оснопак-НО	Регулятор фильтрации	ГК «Миррико»	25	-	-	160	7	92	4	252	11
ПАВ «Atren-FK»	Снижение коэффициента трения в скважине	ГК «Миррико»	25	-	-	1600	64	915	37	2515	101
Барит КБ-3	Регулирование плотности	ГК «Миррико»	1000	1164 6	12	29568	30	6789	7	48003	49

Приложение И
(обязательное)

Гидравлическая программа промывки скважины

Таблица И.1 – Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см2 к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, л.с./дм2
от (верх)	до (низ)					Кол-во	Диаметр		
Под направление									
0	50	БУРЕНИЕ	0,538	0,062	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	5	14,3	93,5	3,30
Под кондуктор									
50	1425	БУРЕНИЕ	0,627	0,067	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	5	11,1	94,4	3,64
Под эксплуатационную колонну									
1425	2517	БУРЕНИЕ	0,925	0,084	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	8	101,3	5,25

Таблица И.2 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
					КПД	Диаметр цилиндрических втулок, мм	Допустимое давление, кгс/см ²	Коэффициент наполнения	Число двойных ходов в мин.	Производительность, л/с	
0	50	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	2	90	180	174,6	0,85	125	37,53	75,07
50	1425	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	2	90	140	293,4	0,85	120	22,85	45,7
1425	2517	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	1	90	160	220,5	0,85	125	30,6	30,6

Таблица И.3 – Распределение потерь давления в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см ²	Потери давления (в кгс/см ²) для конца интервала в				
				Элементах КНБК		Бурильной колонне	Кольцевом пространстве	Обвязке буровой установки
От (верх)	До (низ)			Насадках долота	Забойном двигателе			
0	50	БУРЕНИЕ	77,4	60,9	-	10,5	0,1	10
50	1425	БУРЕНИЕ	256,8	62,1	99,5	90,9	5,7	10
1425	2517	БУРЕНИЕ	181,7	71,6	29,9	58,2	21,5	10

Приложение К (обязательное)

Схема обвязки цементирувочной техники

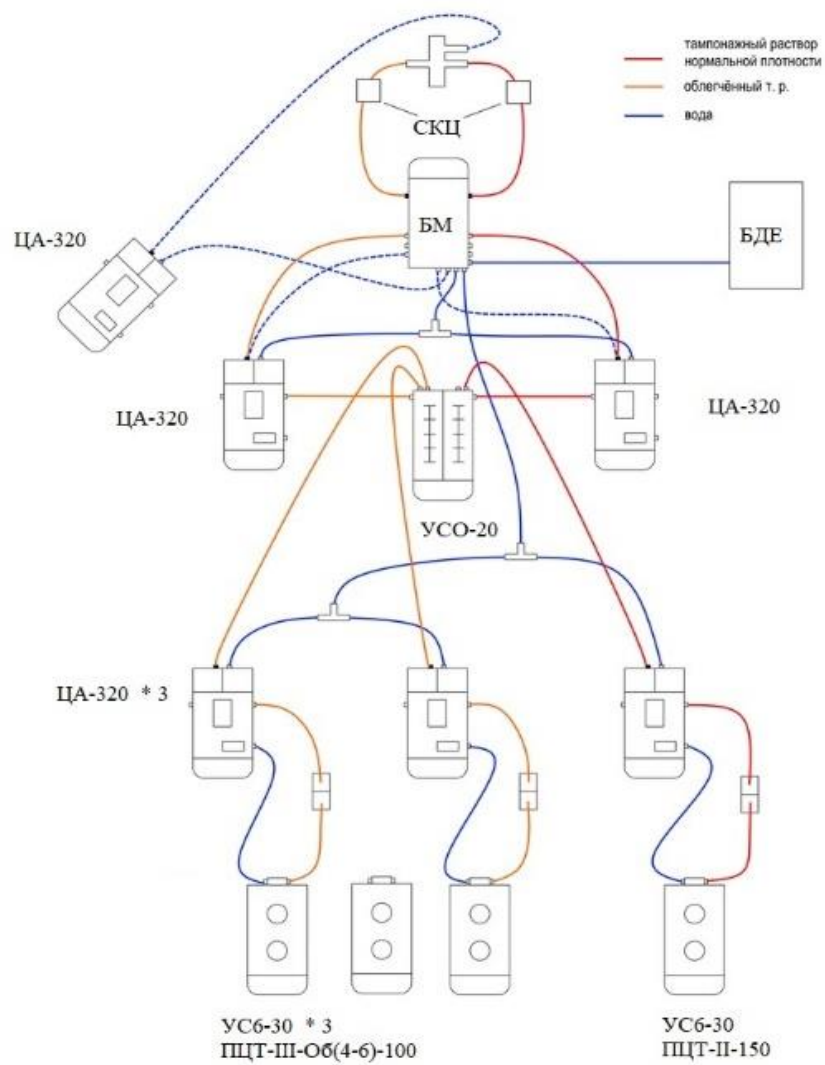


Рисунок К.1 – Схема обвязки цементирувочного оборудования

Приложение Л
(обязательное)

Технологическая оснастка обсадных колонн

Таблица Л.1 – Технологическая оснастка обсадных колонн

Название колонны, D _{усл}	Наименование, шифр, типоразмер	Интервал установки, м		Количество элементов на интервале, шт	Суммарное количество, шт
		От (верх) по стволу	До (низ) по стволу		
Направление, 324	БКМ-324 «Нефтемаш»	50	50	1	1
	ЦКОДМ-324 «Нефтемаш»	40	40	1	1
	ЦПЦ 324/394 «Нефтемаш»	0	50	6	6
	ПРП-Ц-В 324 «Нефтемаш»	40	40	1	1
Кондуктор, 245	БКМ-245 «Нефтемаш»	1425	1425	1	1
	ЦКОДМ-245 «Нефтемаш»	1415	1415	1	1
	ЦПЦ 245/295 «Нефтемаш»	0	50	3	55
		50	1425	52	
	ПРП-Ц-В 245 «Нефтемаш»	1415	1415	1	1
Эксплуатационная, 168	БКМ-168 «Нефтемаш»	2517	2517	1	1
	ЦКОДУ-168 «Нефтемаш»	2507	2507	1	1
	ЦПЦ 168/216 «Нефтемаш»	0	893	32	86
		893	2517	54	
	ЦТ 168/216 «Нефтемаш»	893	1377	54	54
	ПРП-Ц-В 168 «Нефтемаш»	2997	2997	1	1
	ПРП-Ц-Н 168 «Нефтемаш»	2507	2507	1	1

Приложение М (обязательное)

Финансовые расчеты по строительству скважины

Таблица М.1 – Матрица SWOT

	<p>Сильные стороны проекта: C_1 – сокращение сроков разработки месторождения; C_2 – богатые сырьевые запасы; C_3 – эффективное бурение интервала под хвостовик за счет использования РЧС; C_4 – большая зона дренирования пласта.</p>	<p>Слабые стороны проекта: L_1 – необходимость в квалифицированном персонале; L_2 – высокая стоимость производимых работ; L_3 – сложность прокладки скважины; L_4 – относительно большая протяженность горизонтального участка ствола.</p>
<p>Возможности: B_1 – высокий уровень спроса на энергоносители; B_2 – использование современного оборудования; B_3 – обеспечение занятости населения; B_4 – ограниченность мировых запасов углеводородов.</p>	<p>1- $C_1B_1B_2$ 2 - $C_2B_1B_2B_3B_4$ 3 - $C_3C_4B_2$</p>	<p>1 - $L_1B_1B_2B_3B_4$ 2 - $L_2B_2B_4$ 3 - $L_4B_1B_2B_4$</p>
<p>Угрозы: U_1 – угроза загрязнения окружающей среды; U_2 – сложные метеорологические условия; U_3 – сложные геологические условия; U_4 – технологические риски; U_5 – риск техногенных аварий.</p>	<p>1- $C_1U_1U_4U_5$ 2- C_4U_5</p>	<p>1- $L_1U_1U_5$ 2- $L_3L_4U_1U_4U_5$</p>

Таблица М.2 – Нормативная карта строительства скважины

Наименование работ	Тип и размер долота	Интервал бурения, м		Норма		Проходка в интервале, м	Количество долблений, шт	Время мех. бурения, час	СПО и прочие работы, час	Всего, час
		от	до	проходка на долото, м	время бурения 1м, ч					
Вышкомонтажные работы										1080,00
Подготовительные работы к бурению										96,00
Бурение под направление Промывка (ЕНД) Наращивание (ЕНД) Смена долот (ЕНД) ПЗР к СПО (ЕНД) Сборка и разборка УБТ (ЕНД) Установка и вывод УБТ за палец Крепление (ЕНД) Ремонтные работы (ЕНД) Смена вахт (ЕНД) Итого:	БИТ 393,7 Z1RS MRD1J	0	50	400	0,02	50	0,13	1	0,18	1,18 0,04 0,18 0,24 0,44 0,47 0,08 23,60 1,43 0,30 27,96

Продолжение таблицы М.2

Бурение под кондуктор										55
Промывка (ЕНД)										0,68
Наращивание (ЕНД)										4,85
Смена долот (ЕНД)										0,24
ПЗР к СПО (ЕНД)										0,44
Сборка и разборка УБТ (ЕНД)	БИТ 295,3	50	1347	3200	0,04	1297	0,41	51,88	3,12	0,47
Установка и вывод УБТ за палец	В 616									0,08
Крепление (ЕНД)	УМ.38									68
ПГИ (ЕНД)										5,45
Ремонтные работы (ЕНД)										4,80
Смена вахт (ЕНД)										0,30
Итого:										140,31

Окончание таблицы М.2

Бурение под эксплуатационную колонну:										126,28
Промывка (ЕНД)										0,74
Наращивание (ЕНД)										11,93
Смена долот (ЕНД)										0,24
ПЗР к СПО (ЕНД)	БИТ 215,9									0,44
Сборка и разборка УБТ	ВТ 613	1347	3314	3200	0,06	1967	0,61	118,02	8,26	0,47
(ЕНД)	УСВ.323-									0,08
Установка и вывод УБТ	01									72,3
за палец										10,10
Крепление (ЕНД)										5,90
ПГИ (ЕНД)										1,00
Ремонтные работы (ЕНД)										229,48
Смена вахт (ЕНД)										
Итого:										
Испытание скважины на продуктивность										248,4

Таблица М.3 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Единицы измерения	Стоимость единицы, руб	Подготовит. работы		Направление		Кондуктор		ЭК	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Затраты, зависящие от времени										
Повременная з/п буровой бригады	сут.	129,15	4	516,6	-	-	-	-	-	-
Социальные отчисления, 30%	-	-	-	175,6	-	-	-	-	-	-
Сдельная з/п буровой бригады	сут.	138,19	-	-	0,05	6,91	2,25	310,93	5,26	726,88
Социальные отчисления, 30%	-	-	-	-	-	2,07	-	93,28	-	218,06
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут.	9,95	-	-	0,05	0,50	2,25	22,39	5,26	52,34
Социальные отчисления, 30%	-	-	-	-	-	0,15	-	6,72	-	15,70
Содержание бурового оборудования	сут.	252,86	4	1011,44	0,05	50,57	2,25	568,94	5,26	1330,04
Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании	сут.	1433	4	5732	0,05	71,65	2,25	3224,3	5,26	7537,6
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут.	224,60	-	-	-	-	2,25	505,35	5,26	1181,4
Прокат ВЗД	сут.	92,66	-	-	-	-	2,25	208,49	5,26	487,39
Прокат ВЗД при наличии станков до 10 и пребывании на забое до 25%	сут.	240,95	-	-	-	-	2,25	542,14	5,26	1267,4
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептур приготовления и обработки бурового раствора в эксплуатационном бурении	сут.	7,54	-	-	0,05	0,34	2,25	16,97	5,26	39,66
Плата за подключенную мощность	кВт/сут.	149,48	-	-	0,05	7,47	2,25	336,33	5,26	786,26
Плата за эл/э при двухставочном тарифе	кВт/сут.	107,93	4	431,72	0,05	5,40	2,25	242,84	5,26	567,71
Эксплуатация трактора	кВт/сут.	33,92	4	135,68	0,05	1,70	2,25	76,32	5,26	178,42
Автомобильный спецтранспорт	сут.	100,4	4	401,6	0,05	5,02	2,25	225,9	5,26	528,10

Продолжение таблицы М.3

Амортизация кухни-столовой	сут.	5,53	4	22,12	0,05	0,28	2,25	12,44	5,26	29,09
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут.	169,29	4	677,16	0,05	8,46	2,25	380,90	5,26	890,47
Натр едкий (каустик)	т	875,2	-	-	0,053	46,39	0,148	129,53	0,131	114,65
Окзил-СМ	т	183,3	-	-	0,053	9,72	-	-	-	-
Сода кальцинированная	т	183	-	-	9,62	2597,4	20,34	5491,8	4,43	1196,1
Оснопак-ВО, Оснопак-НО	т	983	-	-	-	-	0,41	403,03	0,36	353,88
Глинопорошок «Основа-Медиум марки А»	т	75	-	-	3,5	263,9	-	-	-	-
Atren SA	т	948,1	-	-	-	-	0,32	303,4	0,183	67,1
AtrenThermo A	т	1223,5	-	-	-	-	0,148	181,08	0,131	160,28
ПАВ «Atren-FK»	т	1054,1	-	-	-	-	3,34	3520,7	2,95	3109,3
Барит КБ-3	т	270	-	-	9,62	2597,4	20,34	5491,8	4,43	1196,1
Транспортировка материалов и запчастей до 250 км, т	т	0,35	6,63	2,32	4	1,4	3,2	1,12	6	2,10
ВЗД и ГСМ до 250 км	т	16,68	-	-	-	-	11,2	186,8	18,0	300,24
Материалов 4 группы и хим. реагентов до 250 км	т	20,08	-	-	13,28	266,74	25,42	510,43	8,93	179,25
Итого затрат, зависящих от времени, без учета транспортировки вахт	руб.		9106,24		5943,47		22993,93		22515,52	
Затраты, зависящие от объема работ										
БИТ 393,7 Z1RS MRD1J	шт.	3152,3	-	-	0,13	409,80	-	-	-	-
БИТ 295,3 В 616 УМ.38	шт.	2686,4	-	-	-	-	0,45	1217,4	-	-
БИТ 215,9 ВТ 613 УСВ.323-01	шт.	4910,6	-	-	-	-	-	-	0,36	1767,5
1КС 295,3 М М-152/Н-152	шт.	495,9	-	-	-	-	0,5	247,95	-	-
1КС-215,9 С М-117/Н-117	шт.	458,9	-	-	-	-	-	-	0,7	321,23
Транспортировка труб	т	4,91	-	-	7,43	36,48	37,9	186,09	91,1	447,3
Транспортировка долот	т	6,61	-	-	1	6,61	1	6,61	1	6,61
Транспортировка вахт	1268									

Окончание таблицы М.3

Итого по затратам, зависящим от объема работ, без учета транспортировки вахт	руб.	0	452,89	1658,05	2542,64
Всего затрат без учета транспортировки вахт	руб.	9106,24	6396,36	24651,98	25058,16
Всего по сметному расчету, руб	65212,62				

Таблица М.4 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		Эксплуатационная колонна	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Оплата труда буровой бригады	сут.	129,15	0,98	126,57	2,83	365,49	3,01	388,74
Социальные отчисления, 30%	-	-	-	37,97	-	109,65	-	116,62
Оплата труда слесаря и эл/монтера	сут.	9,95	0,98	9,75	2,83	28,16	3,01	29,95
Социальные отчисления, 30%	-	-	-	2,93	-	8,45	-	8,98
Содержание полевой лаборатории в эксплуатационном бурении	сут.	7,54	0,98	7,39	2,83	21,34	3,01	22,70
Содержание бурового оборудования	сут.	252,86	0,98	247,80	2,83	715,59	3,01	761,11
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважины	сут.	1433	0,98	1404,3	2,83	4055,4	3,01	4313,3
Материалы и запасные части в эксплуатационном бурении	сут.	419,4	0,98	411,01	2,83	1186,9	3,01	1262,4
Плата за подключенную мощность	сут.	149,48	0,98	146,49	2,83	423,03	3,01	449,93
Плата за эл/э при двухставочном тарифе	сут.	107,93	0,98	105,77	2,83	305,44	3,01	324,87
Эксплуатация трактора	сут.	33,92	0,98	33,24	2,83	95,99	3,01	102,10
Эксплуатация бульдозера	сут.	18,4	0,98	18,03	2,83	52,07	3,01	55,38
Автомобильный спецтранспорт до 250 км	сут.	100,4	0,98	98,39	2,83	284,13	3,01	302,20
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут.	169,29	0,98	165,90	2,83	479,09	3,01	509,56
Башмак колонный БКМ-324	шт.	85,50	1	85,50	-	-	-	-
Башмак колонный БКМ-245	шт.	65,00	-	-	1	65,00	-	-
Башмак колонный БКМ-168	шт.	45,50	-	-	-	-	1	45,50
Центратор ЦПЦ 324/394	шт.	31,20	4	124,8	-	-	-	-

Продолжение таблицы М.4

Центратор ЦПЦ 245/295	шт.	25,40	-	-	5	127,00	-	-
Центратор ЦПЦ 168/216	шт.	18,70	-	-	-	-	52	972,4
Центратор ЦТ 324/394	шт.	26,50	3	79,5	-	-	-	-
Центратор-турбулизатор ЦТГ 245/295	шт.	32,50	-	-	60	1950	-	-
Центратор-турбулизатор ЦТГ 168/216	шт.	18,70	-	-	-	-	47	878,9
ЦКОДМ-324	шт.	120,0	1	120,0	-	-	-	-
ЦКОДМ-245	шт.	113,1	-	-	1	113,1	-	-
ЦКОДУ-168	шт.	108,0	-	-	-	-	1	108,0
Пробка продавочная ПРП-Ц-В-324	шт.	59,15	1	59,15	-	-	-	-
Пробка продавочная ПРП-Ц-В-245	шт.	30,12	-	-	1	30,12	-	-
Пробка продавочная ПРП-Ц-В-168	шт.	27,50	-	-	-	-	1	27,50
Пробка продавочная ПРП-Ц-Н-168	шт.	27,50	-	-	-	-	1	27,50
ПХГМЦЗ 114/168	шт.	1754	-	-	-	-	-	-
Головка цементирующая ГЦУ-324	шт.	3320	1	3320	-	-	-	-
Головка цементирующая ГЦУ-245	шт.	2880	-	-	1	2880	-	-
Головка цементирующая ГЦУ-168	шт.	2670	-	-	-	-	1	2670
Итого затрат, зависящих от времени	руб.		6604,49		13295,95		13377,64	
Затраты, зависящие от объема работ								
Обсадные трубы 324х8,5	м	37,21	50	1860,5	-	-	-	-
Обсадные трубы 245х7,9	м	28,53	-	-	1450	41368,8	-	-
Обсадные трубы 168х12,1	м	26,42	-	-	-	-	453	11936,7
Обсадные трубы 168х10,6	м	25,31	-	-	-	-	1171	29638
ПЦТ-I-50	т	26,84	5,21	139,84	104,05	2792,7	-	-
ПЦТ-I-100	т	28,68	-	-	-	-	13,6	390,1
ПЦТ-III-Об(4)-100	т	19,84	-	-	-	-	35,80	710,3
Заливка колонны	арп/оп	145,99	1	145,99	2	291,98	3	437,97
Затворение цемента	т	6,01	5,21	31,31	90,32	542,82	59,22	355,91
Работа ЦСМ	ч	36,4	0,34	12,38	3,50	127,4	4,40	160,16
Опрессовка колонны	арп/оп	87,59	1	87,59	1	87,59	1	87,59
Работа СКЦ	арп/оп	80,6	-	-	-	-	1	80,6

Окончание таблицы М.4

Дежурство ЦА-320	ч	15,49	10	154,9	16	247,84	16	247,84
Транспортировка обсадных труб	т	18,76	3,36	63,03	63,58	1192,76	107,85	2023,27
Транспортировка вахт	1268							
Итого затрат, зависящих от объема работ, без учета транспортировки вахт	руб.		2495,54		46654,9		46068,44	
Всего затрат, без учета транспортировки вахт	руб.		9100,03		59905,85		59446,08	
Всего по сметному расчету, руб			128451,96					

Таблица М.5 – Сводный сметный расчет

№ п/п	Наименование работ и затрат	Сумма в ценах 1984 года, руб	Сметная стоимость в текущих ценах, руб
1	2	3	4
1	Глава 1. Подготовительные работы к строительству скважины		
1.1	Подготовка площадки, строительство подъездного пути	78 997	16 984 355
1.2	Техническая рекультивация	12 364	2 658 260
1.3	Разборка трубопроводов, линий передач и др.	2 295	493 425
	Итого по главе 1	93 656	20 136 040
2	Глава 2. Строительство и разборка вышки, привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования		
2.1	Строительство и монтаж	177 994	38 268 710
2.2	Разборка и демонтаж	11 351	2 440 465
2.3	Монтаж оборудования для испытания	13 905	2 989 575
2.4	Демонтаж оборудования для испытания	1 674	359 910
	Итого по главе 2	204 924	44 058 660
3	Глава 3. Бурение и крепление скважины		
3.1	Бурение скважины	89 165	19 170 475
3.2	Крепление скважины	192 738	41 438 670
	Итого по главе 3	281 903	60 609 145
4	Глава 4. Испытание скважины на продуктивность		
4.1	Испытание в процессе бурения	14 037	3 017 955
4.2	Консервация скважины	6 872	1 477 480
4.3	Ликвидация скважины	8 080	1 737 200
	Итого по главе 4	28 989	6 232 635
5	Глава 5. Промыслово-геофизические работы		
5.1	Затраты на промыслово-геофизические работы; 11% от глав 3 и 4	34 198	7 352 570
	Итого по главе 5	34 198	7 352 570
6	Глава 6. Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время		
6.1	Дополнительные затраты при производстве строительных и монтажных работ в зимнее время; 5,4% от глав 1 и 2	16 123	3 466 445
6.2	Снегоборьба; 0,4% от глав 1 и 2	1 194	256 710
6.3	Эксплуатация котельной установки	30 610	6 581 150
	Итого по главе 6	47 927	10 304 305
	ИТОГО прямых затрат	691 597	148 693 355
7	Глава 7. Накладные расходы		

Продолжение таблицы М.5

7.1	Накладные расходы; 25% на итог прямых затрат	172 899	37 173 285
	Итого по главе 7	172 899	37 173 285
8	Глава 8. Плановые накопления		
8.1	Плановые накопления; 8% на итог прямых затрат и накладных расходов	69 160	14869400
	Итого по главе 8	69 160	14 869 400
	ИТОГО по главам 1-8	933 656	200 736 040
9	Глава 9. Прочие работы и затраты		
9.1	Премии и прочие доплаты; 24,5%	228 746	49180390
9.2	Вахтовые надбавки; 4,4%	41 081	8832415
9.3	Северные надбавки; 2,98%	27 823	5981945
9.4	Промыслово-геофизические работы	-	-
9.5	Авиатранспорт	-	-
9.6	Транспортировка вахт автотранспортом	-	-
9.7	Бурение скважин на воду	-	-
9.8	Перевозка вахт до г. Томск	-	-
9.9	Услуги связи на период строительства скважины	-	-
	Итого по главе 9	297 650	63 994 750
	ИТОГО по главам 1-9	1 231 306	264 730 790
10	Глава 10		
10.1	Затраты на авторский надзор; 0,2% от итога по главам 1-8	1 867	401405
	Итого по главе 10	1 867	401 405
11	Глава 11		
11.1	Резерв средств на непредвиденные работы и затраты; 5% от итога по главам 1-10, за вычетом расходов на авиатранспорт	60 789	13069635
	Итого по главе 11	60 789	13 069 635
	ИТОГО	1 293 962	278 201 830
	ВСЕГО ПО СМЕТЕ	278 201 830	
	НДС, 20%	55 640 366	
	ВСЕГО с учетом НДС	333 842 196	

Таблица М.6 – Расчет эффективности внедрения технологии бурения

№ п/п	Показатель	Используемое долото: БИТ 215,9 ВТ 613 УСВ.323-01	Внедряемое долото: БИТ 215,9 ВТ 616 УЕМ
1	Колонна, под которую сооружается интервал	Эксплуатационная	
2	Способ бурения	Гидравлический забойный двигатель	
3	Глубина сооружаемого интервала, м	2517	
4	Интервал по стволу, м	1450-2517	
5	Ожидаемая проходка на долото, м	3200	4500
6	Максимальная целесообразная МСП, м/ч	25,5	28,0
7	Время СПО, ч	13,8	
8	Цена долота в ценах 2017 г., руб	381 600	773 400
Расчет			
9	Длина сооружаемого интервала, м	1167	
10	Количество долблений	$1167/3200=0,36$	$1167/4500=0,26$
11	Время бурение интервала, ч	77,14	70,25
12	Время бурения с учетом СПО, ч	$77,14+13,8=90,94$	$70,25+13,8=84,05$
13	Экономия времени, ч	$90,94-84,05=6,89$	
14	Стоимость часа эксплуатации буровой установки, руб./ч	45 824,4	
15	Эксплуатационные затраты на долото	$381600*0,36=137\ 376$	$773400*0,26=201\ 084$
16	Эксплуатационные затраты на бурение с учетом времени СПО, руб.	$90,94*45824,4=4\ 167\ 270$	$84,05*45824,4=3\ 851\ 541$
17	Итого эксплуатационных затрат, руб	$137\ 376 + 4\ 167\ 270 = 4\ 304\ 646$	$201\ 084 + 3\ 851\ 541 = 4\ 052\ 625$
18	Экономия эксплуатационных затрат, руб.	$4\ 304\ 646 - 4\ 052\ 625 = 252\ 021$	
19	Экономия себестоимости метра проходки в интервале, руб.	$252\ 021/1967=128,24$	
20	Экономический эффект на долото	$128,24*4500 = 577\ 080$	

Приложение Н
(обязательное)

Геолого-технический наряд на строительство скважины

Приложение О
(обязательное)

Компоновка низа бурильной колонны для бурения интервала под эксплуатационную колонну